

ENERGÍA ELÉCTRICA

NOVIEMBRE 2001. Nº 42



MINISTERIO
DE ECONOMÍA



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Implantación de la Directiva 96/92/CE en la Unión Europea	

Fuentes de información:

Comisión Nacional de Energía
Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad
ENDESA
Red Eléctrica de España

Portada:

Trabajos de mantenimiento de líneas
Detalle de subestación

Fecha de redacción: 18 de enero de 2002

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S.L.

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados
disponibles en Internet:

Ministerio de Economía: <http://www.mcyt.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En el mes de noviembre la demanda de energía eléctrica ha ascendido a 17.579 GWh, un 3,9% mayor que la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento se sitúa alrededor de un punto por debajo del incremento medio de los anteriores diez meses del año.
- A este crecimiento han contribuido en gran medida las temperaturas registradas en noviembre, más frías que las del año anterior, que han tenido un efecto positivo sobre la demanda del 2,3%, mientras que la laboralidad tuvo una influencia negativa del 0,1%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 1,7%, 4,6 puntos inferior al estimado en noviembre del año anterior.
- Tras el dato de noviembre, el incremento acumulado de demanda en el año 2001 se sitúa en el 4,9%, 1,4 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. De igual forma, el crecimiento acumulado en términos de demanda corregida se ha situado en el 5,3%, 1,3 puntos inferior al de los primeros once meses de 2000.
- Las bajas temperaturas registradas han dado lugar a que en noviembre se hayan superado el máximo anual de demanda de potencia horaria, alcanzado el miércoles 21 a las 20 horas con 33.026 MW, y el máximo histórico de energía diaria con los 664 GWh registrados ese mismo día.
- En noviembre se ha acentuado el periodo de sequía que se viene registrando desde el pasado mes de junio. El escaso producible hidráulico de este mes, el cuarto más bajo para un mes de noviembre desde hace 81 años, se ha traducido en una baja participación de la producción hidroeléctrica en la

estructura de producción mensual, el 13,1%, casi diez puntos inferior a su contribución media en el conjunto del año. Esta discreta participación de los grupos hidráulicos ha favorecido nuevamente una mayor utilización del equipo térmico convencional, que este mes ha generado el 52,3% de la producción bruta. Por su parte, la ausencia casi total de actuaciones programadas en el equipo nuclear en noviembre ha situado la aportación de esta tecnología en el 34,5% de la producción bruta mensual, casi dos puntos más que el mes anterior.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre la demanda ha ascendido a 924 GWh, un 7,7% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento es algo más de dos puntos superior a la registrada en noviembre del año anterior y sitúa el crecimiento acumulado durante los primeros once meses del año en el 7,0%, 0,3 puntos por debajo del registrado en el mismo periodo de 2000.
- Tras el precio máximo histórico registrado en octubre, en noviembre el precio medio del mercado de producción se ha situado en 4,306 c€/kWh, un 7,4% menos que el mes anterior y un 19,7% mayor que el precio acumulado hasta octubre. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 9,9% respecto al mes anterior.
- Respecto a noviembre de 2000, el precio final ha disminuido tan sólo un 1,5%, debido al descenso del 0,6% del precio del mercado diario y del 18,5% del concepto de Otros mercados, mientras que la garantía de potencia ha sido superior en un 0,4%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el periodo enero-noviembre ha sido de 4,079 c€/kWh, un 5,9% inferior al del mismo periodo de 2000, debido al descenso del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el periodo enero-noviembre ha sido 6,214 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,890 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,376 c€/kWh, un 28,9% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

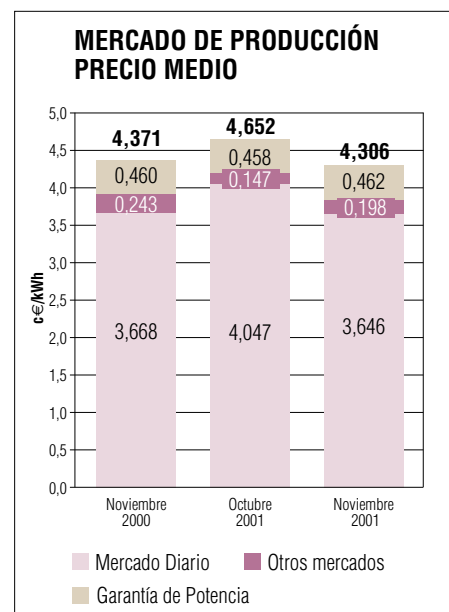
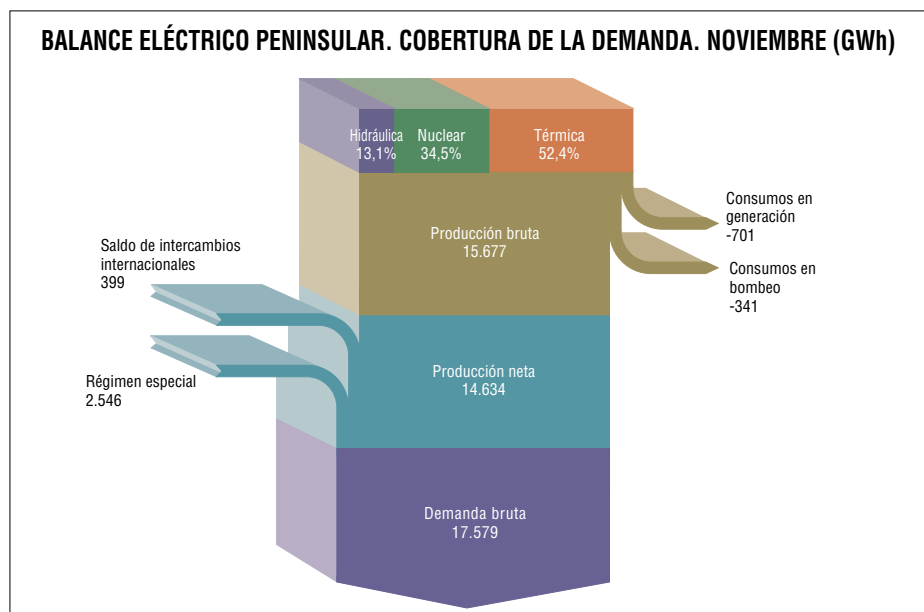
Balance eléctrico	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.634	4,2	155.995	4,2	170.200	3,9
Régimen especial	2.546	7,9	27.683	15,6	30.346	15,3
Intercambios internacionales	399	-22,7	2.964	-29,1	3.225	-30,1
Demanda bruta	17.579	3,9	186.642	4,9	203.771	4,6
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	870	7,0	9.906	6,9	10.752	6,9
Régimen especial	54	19,2	691	8,7	740	6,5
Demanda bruta	924	7,7	10.596	7,0	11.492	6,9

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	4,838	-1,1	4,376	-4,2	4,313	-4,8
En el mercado	4,451	-1,9	3,890	-8,3	3,822	-9,0
Al régimen especial	6,362	-0,3	6,214	2,6	6,168	2,0
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,173	-2,0	3,396	-7,2	3,349	-7,6
Total	4,639	-1,6	4,079	-5,9	4,024	-6,4

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

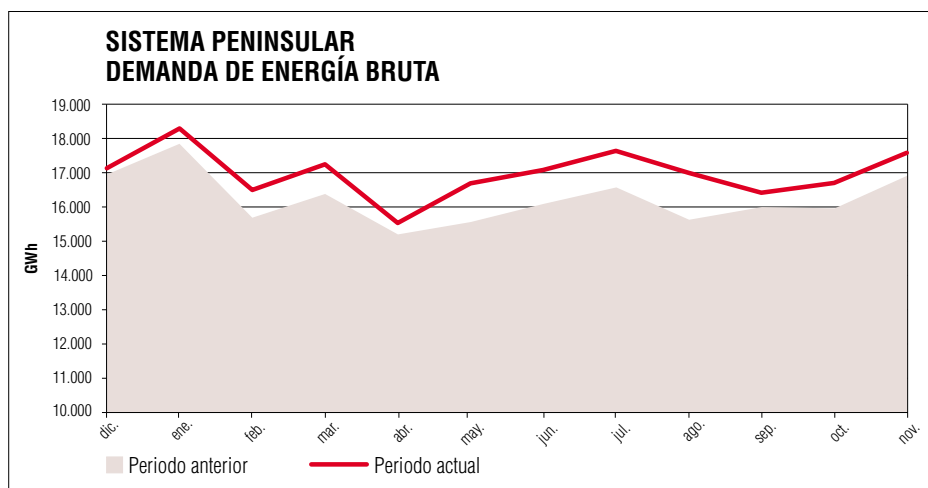
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

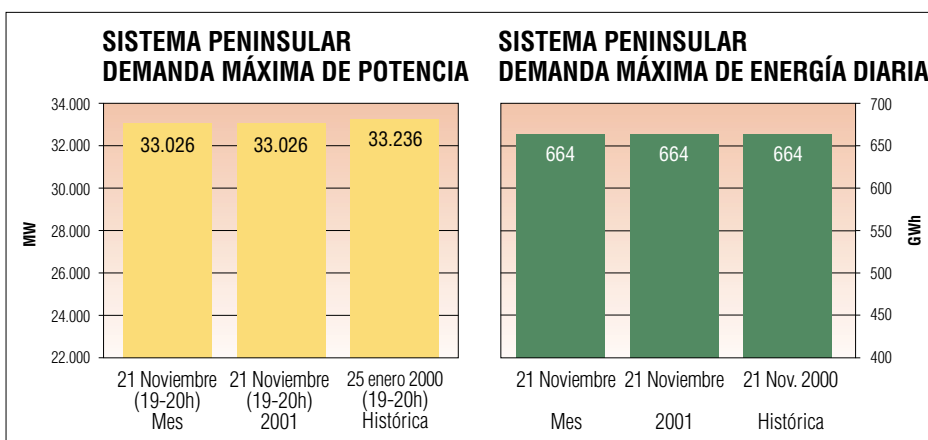
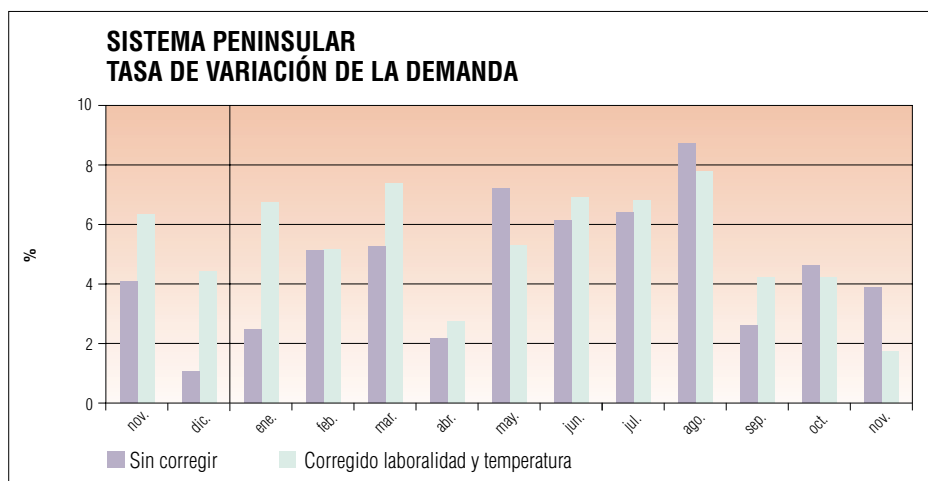
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de noviembre ascendió a 17.579 GWh, con un crecimiento del 3,9% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una influencia negativa sobre la variación de la demanda, restando 0,1 puntos su crecimiento. Este año, la festividad del 1 de noviembre se produjo en jueves, con el consiguiente efecto puente, mientras que el año anterior esta fiesta fue en miércoles.
 - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron más frías que las del año anterior y que el valor característico para este período, aportando 2,3 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media registrada en el mes de noviembre fue de 10,3 °C, inferior en 1,3 °C a la temperatura media del año anterior. Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las registradas el año anterior. Las máximas alcanzaron un valor medio mensual de 14,4 °C, 1,3 °C menos que en 2000, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 6,2 °C frente a los 7,9 °C del año anterior.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 1,7%. Esta tasa es inferior en 4,6 puntos al crecimiento estimado en noviembre del año anterior e igualmente se sitúa 4,0 puntos por debajo del crecimiento medio de esta magnitud en el periodo enero-noviembre de 2001.
- Tras el dato de noviembre, el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2001 se sitúa en el 4,9%, 1,4 puntos por debajo del incremento registrado en el mismo periodo de 2000. Durante este periodo, las temperaturas y la laboralidad tuvieron una influencia conjunta negativa sobre el crecimiento del 0,4%. Descontados estos efectos, el crecimiento de demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 5,3%, valor inferior en 1,3 puntos al estimado para el mismo periodo del año anterior.
- El miércoles 21 a las 20 horas se registró la máxima demanda de potencia horaria del año con 33.026 MW, un 2,8% más que el anterior máximo anual, registrado en marzo de este año, y apenas un 0,6% menor que el máximo histórico de enero de 2000. Ese mismo día la demanda de energía diaria alcanzó un nuevo récord histórico con 664 GWh, un 0,2% superior al anterior máximo, también de enero de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre la demanda ha ascendido a 924 GWh, un 7,7% más que en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento es algo más de dos puntos superior a la registrada en noviembre del año anterior y sitúa el crecimiento acumulado durante los primeros once meses del año en el 7,0%, 0,3 puntos por debajo del registrado en el mismo periodo de 2000.



Demanda bruta	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	17.579	3,9	186.642	4,9	203.771	4,6
Efectos						
Laboralidad	-	-0,1	-	-0,2	-	-0,3
Temperatura	-	2,3	-	-0,2	-	-0,4
Activ. económica y otros	-	1,7	-	5,3	-	5,3
Sistemas extrapeninsulares	924	7,7	10.596	7,0	11.492	6,9

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



COBERTURA DE LA DEMANDA

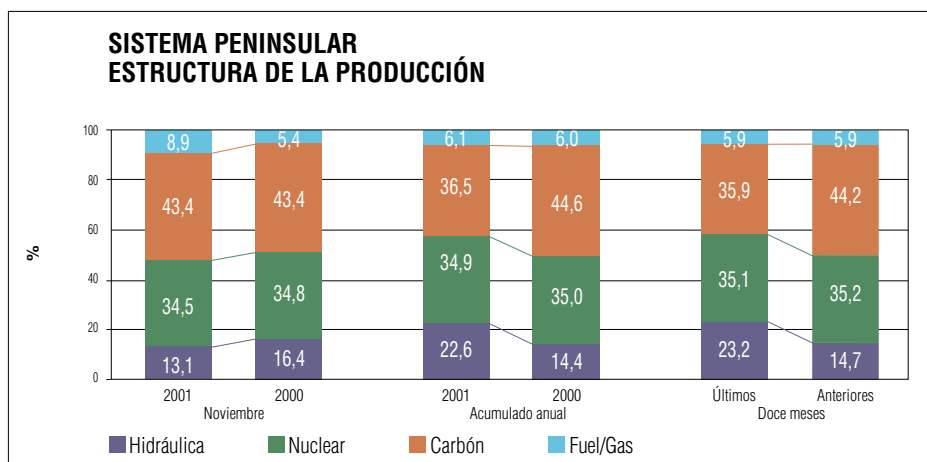
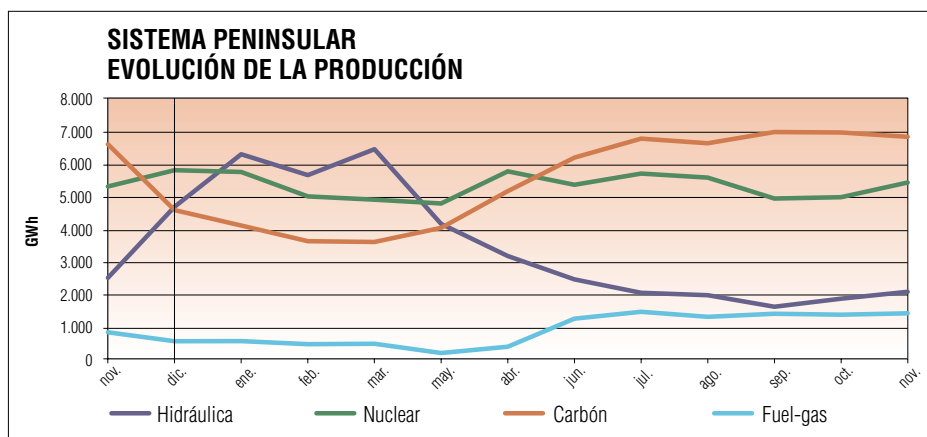
- La producción bruta peninsular ascendió en noviembre a 15.677 GWh, lo que representa un crecimiento del 3,3% sobre el mismo mes del año anterior.
- La estructura de producción del mes de noviembre sigue condicionada, al igual que en meses precedentes, por el discreto registro de producción hidroeléctrica, 2.058 GWh, que representa una aportación a la cobertura de la producción bruta del 13,1%, diez puntos por debajo de su contribución media tanto en términos acumulados como interanuales.
- Por su parte, la ausencia casi total de actuaciones programadas en el equipo nuclear en noviembre ha conducido a un mejor registro de producción de esta tecnología, que este mes se ha elevado a 5.410 GWh y ha cubierto el 34,5% de la producción bruta mensual, dos puntos más que en octubre, valor similar a su aportación media tanto en términos acumulados como interanuales.
- La discreta aportación del equipo hidroeléctrico ha favorecido de nuevo una mayor utilización de la generación térmica convencional, cuya aportación a la producción bruta mensual se ha situado en noviembre en el 52,3%, once puntos por encima de la contribución media de esta tecnología durante los anteriores diez meses del año.
- En el periodo enero-noviembre, las centrales hidroeléctricas han aportado el 22,6% de la producción bruta, ocho puntos más que en el mismo periodo de 2000. En contrapartida, los grupos térmicos convencionales han reducido su contribución en igual medida, situándola en el 42,6%, mientras que la aportación de la producción de origen nuclear, el 34,9%, ha sido prácticamente idéntica a la del periodo enero-noviembre de 2000.
- En los once meses transcurridos del año 2001, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 83,6% de la demanda, 0,6 puntos menos que el año anterior, la energía procedente del saldo importador de intercambios internacionales el 1,6%, 0,8 puntos menos que en el periodo enero-noviembre de 2000, mientras que la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 14,8%, 1,4 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-noviembre la cobertura de la demanda ha sido muy similar a la del mismo periodo del año anterior. Los 10.596 GWh demandados han sido cubiertos en un 63,9% por la generación de las centrales de fuel, en un 29,5% por los grupos de carbón, y en un 6,5% por la energía adquirida al régimen especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.579	2.058	-17,2	37.562	62,1	42.228	62,6
Nuclear	7.816	5.410	2,3	57.989	2,8	63.777	2,8
Carbón	11.565	6.811	3,5	60.707	-15,5	65.270	-16,2
Fuel-Gas	8.214	1.398	71,3	10.122	4,3	10.664	2,1
Producción bruta	44.174	15.677	3,3	166.381	3,3	181.939	3,2
Consumos generación		-701	3,6	-6.809	-6,1	-7.385	-6,3
Consumos bombeo		-341	-24,4	-3.578	-13,4	-4.354	-3,6
Producción neta		14.634	4,2	155.995	4,2	170.200	3,9
Régimen especial	9.702	2.546	7,9	27.683	15,6	30.346	15,3
Intercambios internacionales		399	-22,7	2.964	-29,1	3.225	-30,1
Importaciones		666	-18,3	6.911	-15,3	7.494	-15,4
Exportaciones		-267	-10,6	-3.947	-0,8	-4.269	0,5
Demanda bruta		17.579	3,9	186.642	4,9	203.771	4,6

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-100,0	1	-50,0	1	-50,0
Carbón	510	275	6,2	3.354	5,3	3.642	4,9
Fuel-oil	2.516	661	7,2	7.263	7,4	7.881	7,6
Producción bruta	3.027	936	6,8	10.618	6,8	11.524	6,7
Consumos generación		-66	4,0	-713	4,4	-772	3,9
Producción neta		870	7,0	9.906	6,9	10.752	6,9
Régimen especial	155	54	19,2	691	8,7	740	6,5
Demanda bruta		924	7,7	10.596	7,0	11.492	6,9

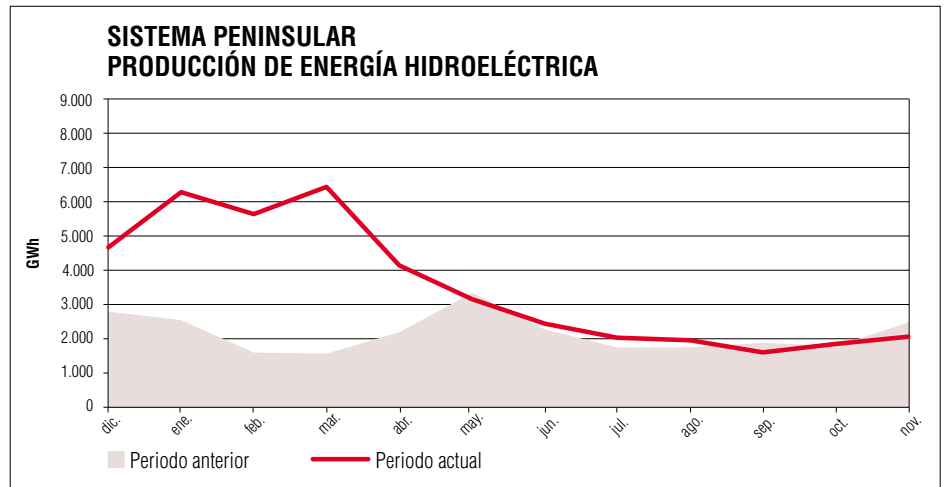
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

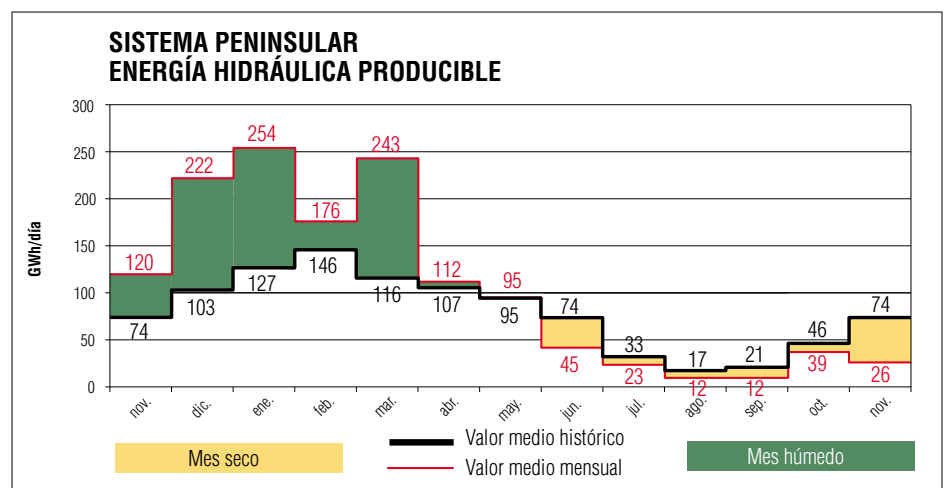
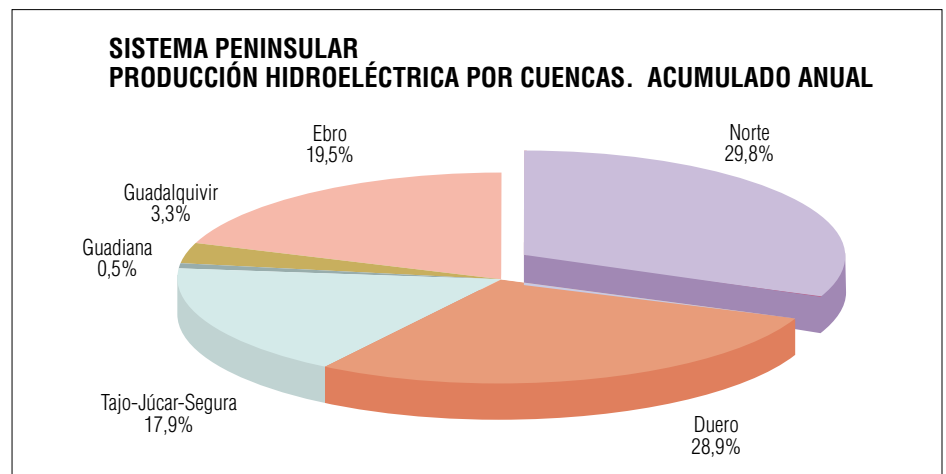
- El escaso producible hidráulico de noviembre ha conducido, por sexto mes consecutivo, a un discreto registro de producción hidroeléctrica, 2.058 GWh, un 17,2% inferior a la del mismo mes del año anterior. Esta escasa generación ha aportado el 13,1% de la producción bruta mensual, algo más de tres puntos inferior a su aportación en noviembre de 2000, e igualmente cerca de diez puntos por debajo de su participación media en el conjunto del año 2001.
- A pesar de las flojas generaciones de los seis últimos meses, la producción hidráulica acumulada en el periodo enero-noviembre, 37.562 GWh, supera en un 62,1% a la registrada en el mismo periodo del año anterior y ha aportado el 22,6% de la producción bruta, ocho puntos más que en los primeros once meses de 2000.
- Por cuencas hidrográficas, en noviembre los crecimientos registrados han sido heterogéneos, destacando los elevados descensos de las cuencas Norte y Ebro, que contrastan con los incrementos de producción registrados en el resto de las cuencas. En el periodo enero-noviembre, el crecimiento de la producción hidroeléctrica, aunque ha sido notable en todas las cuencas, ha incidido en mayor medida en las de la mitad sur peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica total se ha situado en el 21,8%, cinco puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el mes de noviembre, se registraron escasas precipitaciones en toda la Península, concentradas en su mayor parte en la primera quincena del mes. Las precipitaciones fueron significativamente superiores al valor característico de noviembre únicamente en las áreas de Oviedo, Granada y Lleida.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de noviembre fue muy seco, registrándose una energía producible de 792 GWh, el 36% del valor característico de este mes. Este producible es el cuarto más bajo registrado en un mes de noviembre desde 1920.
- En el periodo enero-noviembre, la energía producible acumulada ha sido 32.343 GWh, superior en un 25% al valor característico para este período, muy por encima del producible que se registro en el mismo periodo de 2000, que alcanzó el 75% de su valor medio histórico.
- Siguiendo la tónica de meses anteriores, la producción hidroeléctrica ha superado al producible mensual, 2000 GWh más en noviembre, con lo que el volumen de reservas del conjunto de los embalses ha descendido sig-

Energía hidráulica producible: es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado periodo de tiempo.



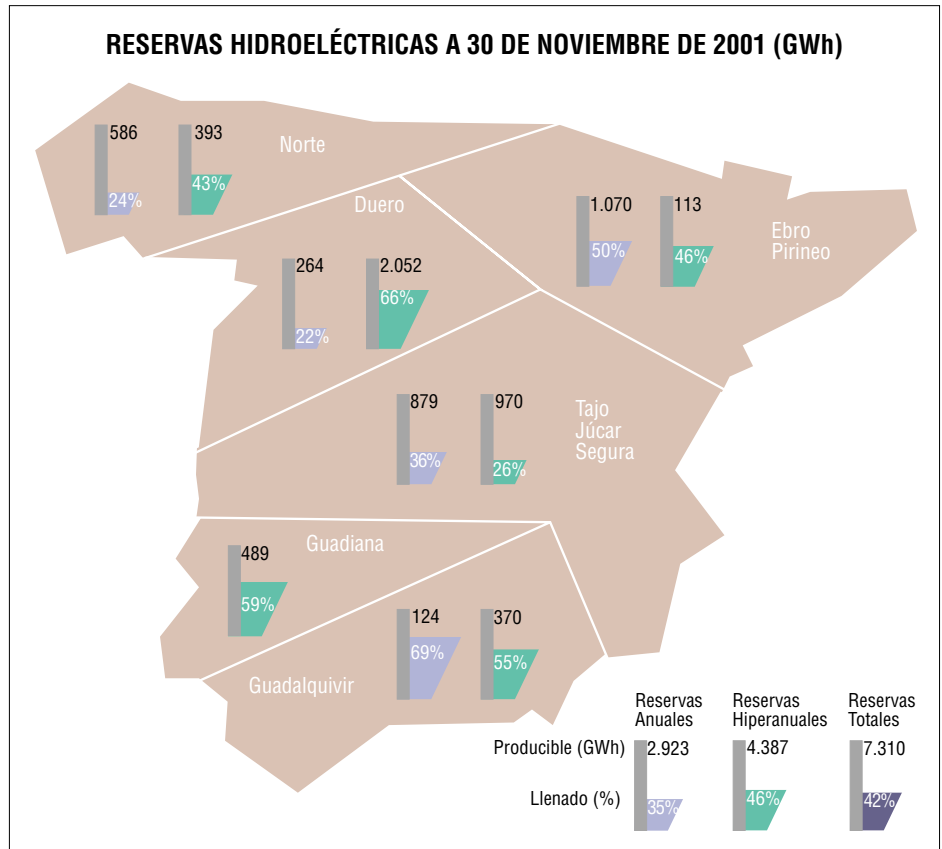
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.200	564	-50,8	11.196	36,5	12.967	37,2
Duero	3.550	723	34,9	10.872	98,7	12.285	100,3
Tajo-Júcar-Segura	4.097	396	49,3	6.741	125,7	7.507	128,5
Guadiana	233	17	587,1	186	106,7	188	105,1
Guadalquivir	1.016	73	6,9	1.244	52,3	1.339	54,8
Ebro	3.483	285	-39,1	7.324	30,6	7.943	29,2
Sistema peninsular	16.579	2.058	-17,2	37.562	62,1	42.228	62,6
Canarias	1	0	-100,0	1	-50,0	1	-50,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-100,0	1	-50,0	1	-50,0

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



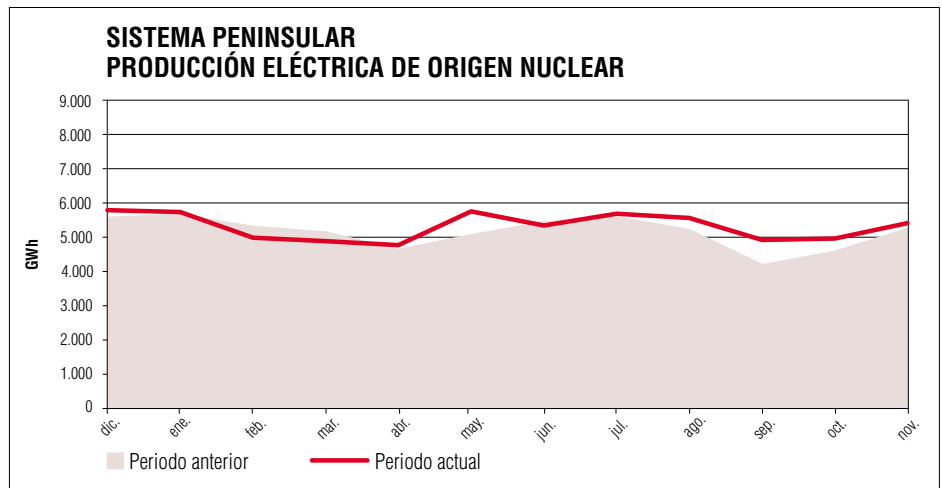
nificativamente, situándose al finalizar noviembre en 7.310 GWh, un 12,3% por debajo del que existía al finalizar el mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 41,6% de la capacidad total, cinco puntos inferior al que existía al finalizar octubre e igualmente, y por primera vez en el año 2001, dos puntos por debajo del que se registraba a finales del mismo mes del año anterior.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 2.923 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 35,0%, siete puntos menos que en el mes de octubre y casi dieciséis puntos inferior al que se registraba al finalizar el mes de noviembre del año anterior. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 68,8% en la cuenca Guadalquivir y un mínimo del 22,3% en la cuenca Duero.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 4.387 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 46,0%, cerca de cinco puntos por debajo del de octubre, aunque todavía diez puntos por encima del registrado al finalizar noviembre de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Duero con un porcentaje superior al 66%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 26%.



Producción nuclear

- En el mes de noviembre, la producción nuclear, tras dos meses de moderadas producciones como consecuencia de las actuaciones programada en algunas centrales, ha recuperado sus registros habituales al alcanzar una producción de 5.410 GWh, un 2,3% superior a la del mismo mes del año anterior.
- Esta generación ha aportado el 34,5% de la producción bruta mensual, casi dos puntos más que en octubre y valor similar a la aportación media de esta tecnología tanto en términos acumulados como interanuales.
- El día 2 finalizó la parada de recarga de combustible y mantenimiento del grupo II de la central de Almaraz. Esta parada ha tenido una duración de 21 días, la menor de las llevadas a cabo en esta central.
- Los días 21 y 22 se realizó en la central de Almaraz el simulacro general del plan de emergencia nuclear de la provincia de Cáceres (PENCA), evaluándose los resultados satisfactoriamente.
- El día 28 se realizó el simulacro anual del Plan de Emergencia Interior en la central de Ascó.
- La ausencia casi total de actuaciones programadas en las centrales ha dado lugar a una notable recuperación de los valores del coeficiente de disponibilidad y del factor de carga respecto al mes anterior, situándose el primero en el 97,3%, casi nueve puntos por encima



Producción bruta Nuclear	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	106	3,8	1.012	-4,1	1.125	-3,8
Garroña	466	334	-0,3	3.228	-12,4	3.573	-11,3
Almaraz I	974	703	41,3	7.733	9,9	8.459	9,0
Ascó I	1.028	737	-0,1	7.359	1,5	8.121	1,9
Almaraz II	983	622	-11,1	7.156	2,8	7.877	2,6
Cofrentes	1.025	739	-0,5	7.891	13,5	8.657	14,1
Ascó II	1.027	735	0,7	7.397	-8,0	8.152	-7,3
Vandellós II	1.087	775	14,1	8.581	14,5	9.390	13,2
Trillo I	1.066	659	-13,9	7.632	-3,9	8.423	-3,6
Sistema peninsular	7.816	5.410	2,3	57.989	2,8	63.777	2,8

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

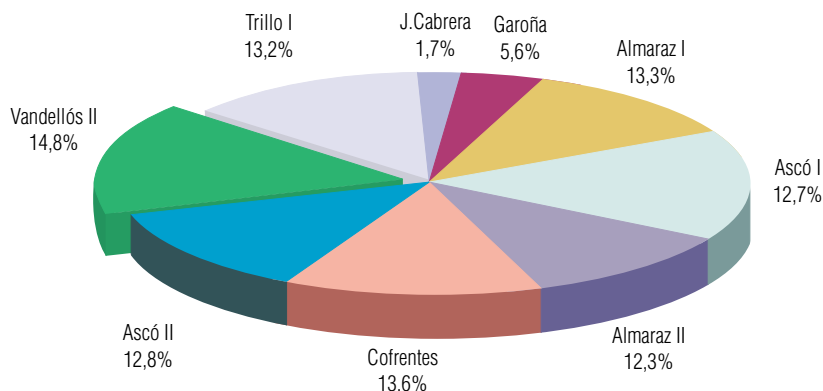
ma del registro de octubre, y el segundo en el 96,1%, cerca de once puntos más que el mes anterior.

- Tras la generación de noviembre, la producción acumulada del equipo nuclear en los primeros once meses del año ha sido de 57.989 GWh, un 2,8% superior a la alcanzada en el mismo periodo de 2000. Esta producción representa una aportación a la producción bruta del periodo del 34,9%, participación prácticamente igual que la de los primeros once meses de 2000.
- Las actuaciones programadas a lo largo del año 2001 han sido hasta la fecha inferiores a las del mismo periodo del año anterior, por lo que los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear acumulados se mantienen por encima de los alcanzados en 2000, situándose en el 94,4% y 92,6% respectivamente, mejorando en ambos casos en alrededor de dos puntos a los registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de noviembre se han fabricado 31 elementos combustible tipo PWR, 18 con destino a la central de Vandellós II y 13 para la central de Almaraz I. Del tipo BWR se han fabricado 49 elementos para la central de Cofrentes. Por su parte, este mes se han importado de Suecia 40 elementos combustible tipo BWR para la central de Cofrentes.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo. Durante un período aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. En noviembre la producción residual ha sido de 1.504 kg.

Producción térmica convencional

- La discreta producción hidroeléctrica de noviembre, unida a la elevada demanda registrada este mes, han conducido nuevamente a una elevada producción de los grupos térmicos convencionales, 8.209 GWh, un 10,9% más que en el mismo mes del año anterior. Esta producción representa una aportación a la estructura de producción bruta mensual del 52,3%, casi diez puntos por encima de su contribución media acumulada durante el año 2001.
- A pesar del notable repunte de los últimos seis meses, la producción térmica acumulada en el año 2001, 70.829 GWh, es todavía un 13,1% inferior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 42,6% de la producción bruta, ocho puntos menos que en el periodo enero-noviembre de 2000, consecuencia del buen comportamiento de la generación hidroeléctrica en la primera mitad del año.
- Por tecnologías, en los primeros once meses del año las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 69,6% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 16,1% de la pro-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



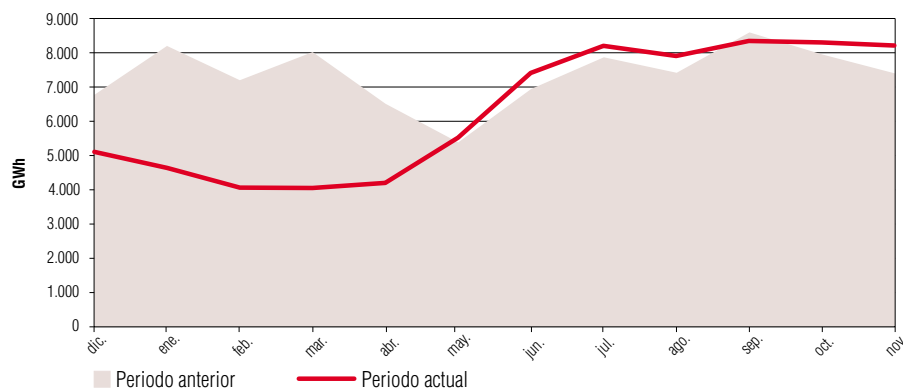
Grupo	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	91,7	0,0	0,0	78,9	12,9	0,1
Garoña	99,5	0,0	0,0	86,4	12,6	0,0
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	99,1	0,0	0,1
Ascó I	99,6	0,0	0,0	89,3	8,3	0,1
Almaraz II	87,9	6,7	0,0	90,8	6,3	0,2
Cofrentes	100,0	0,0	0,1	96,0	0,0	2,2
Ascó II	99,4	0,0	0,0	90,3	7,6	0,3
Vandellós II	99,0	0,0	0,0	98,6	0,0	0,1
Trillo I	85,9	0,0	13,1	89,3	7,3	2,3
Sistema peninsular	96,1	0,9	1,8	92,6	4,9	0,7

Combustible nuclear	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	1.504	32.199	37.046
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	31	221	230
Exportación	0	162	162
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	49	49	49
Exportación	0	220	220
Nº elementos importación:			
PWR	0	20	20
BWR	40	40	40

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



ducción mensual, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 14,3% restante.

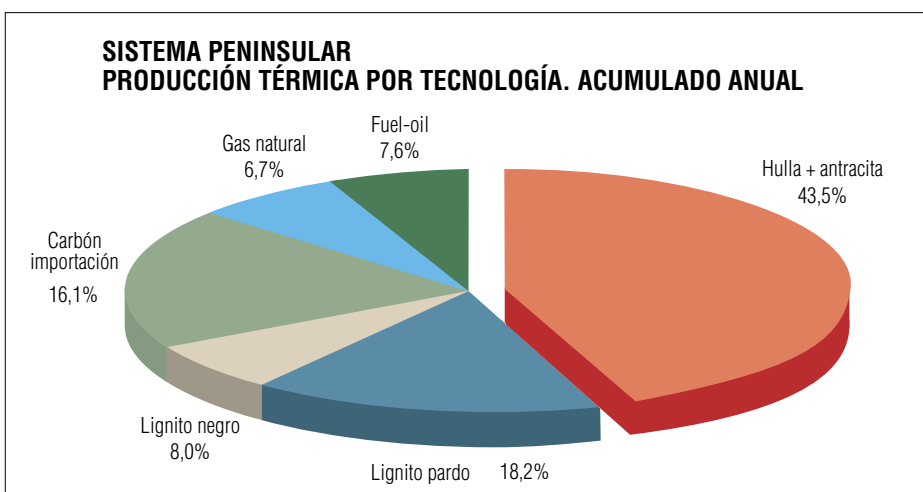
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en el periodo enero-noviembre, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbonos autóctonos fue el 44,9% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 39,9% y la de fuel-gas el 15,2%.
- En los once meses consumidos del año 2001, las centrales de carbón han generado el 85,7% de la producción total de los grupos térmicos convencionales, 2,4 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, las centrales de fuel han aportado el 7,6%, 0,8 puntos más que el año anterior y las centrales de gas el 6,7% restante, 1,6 puntos más que en el periodo enero-noviembre de 2000.
- La menor utilización del equipo térmico en el conjunto de los primeros once meses del año ha situado el factor de carga acumulado en el 40,3%, once puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el periodo enero-noviembre ha sido del 87,9%, 2,6 puntos menos que en el mismo periodo de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la estructura de producción de las centrales térmicas convencionales en el periodo enero-noviembre ha sido similar a la del mismo periodo del año anterior. Los grupos de carbón han generado el 31,6% de la producción, mientras que los grupos de fuel han aportado el 68,4% restante.

Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un periodo de tiempo y la que se hubiera producido en este periodo funcionando a la potencia nominal.

Factor de indisponibilidad: es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado periodo de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando a la potencia nominal.

Producción bruta Tecnología	Potencia		Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	
Hulla + antracita	6.088	3.544	-2,5	30.784	-17,4	32.988	-18,0	
Lignito pardo	2.031	1.336	2,2	12.872	-3,2	13.830	-4,7	
Lignito negro	1.502	726	-11,2	5.642	-33,6	6.197	-33,6	
Carbón importación	1.944	1.206	46,2	11.409	-10,6	12.255	-10,9	
Gas natural (*)	3.582	420	18,7	4.721	14,0	4.959	10,7	
Fuel-oil	4.632	978	111,5	5.401	-2,9	5.705	-4,4	
Sistema peninsular	19.779	8.209	10,9	70.829	-13,1	75.934	-14,0	
Carbón	510	275	6,2	3.354	5,3	3.642	4,9	
Fuel-oil	2.516	661	7,2	7.263	7,4	7.881	7,6	
Sistemas extrapeninsulares	3.026	936	6,9	10.617	6,8	11.523	6,7	

Δ% : tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Tecnología	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	80,8	0,0	6,7	69,9	4,1	4,5
Lignito pardo	91,3	0,0	1,2	79,0	2,1	1,7
Lignito negro	67,1	0,0	13,8	46,9	4,4	7,3
Carbón importación	86,2	0,0	2,4	73,4	1,3	6,3
Gas natural (*)	16,2	0,0	25,4	16,4	0,8	9,0
Fuel-oil	18,4	12,0	24,3	9,1	2,9	20,8
Sistema peninsular	50,5	2,9	13,8	40,3	2,8	9,3
Carbón	74,9	0,0	0,2	82,0	3,7	1,7
Fuel-oil	36,5	1,7	1,4	37,7	4,2	2,3
Sistemas extrapeninsulares	51,7	1,4	1,2	45,5	4,1	2,2

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

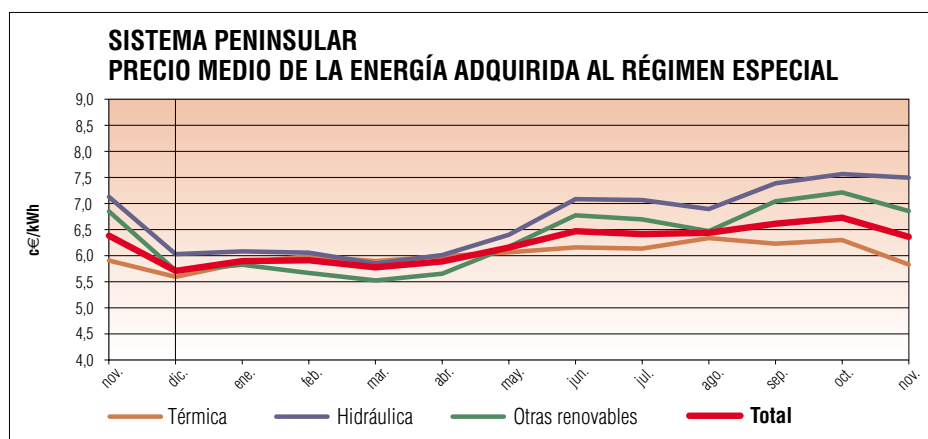
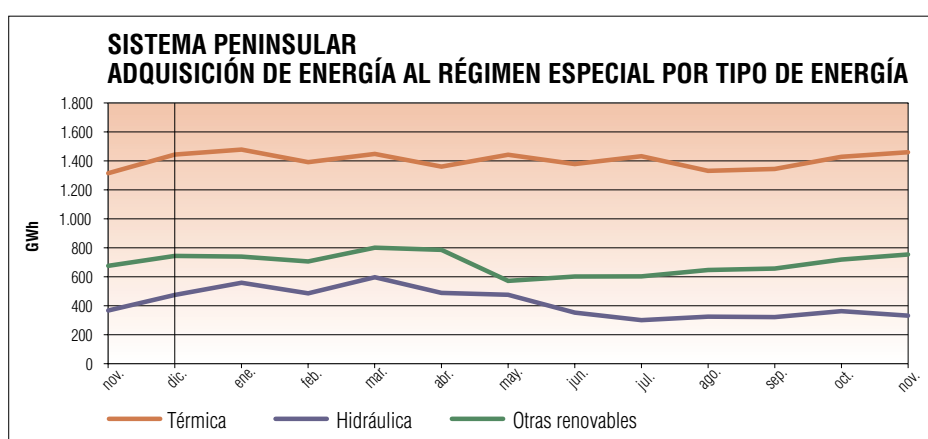
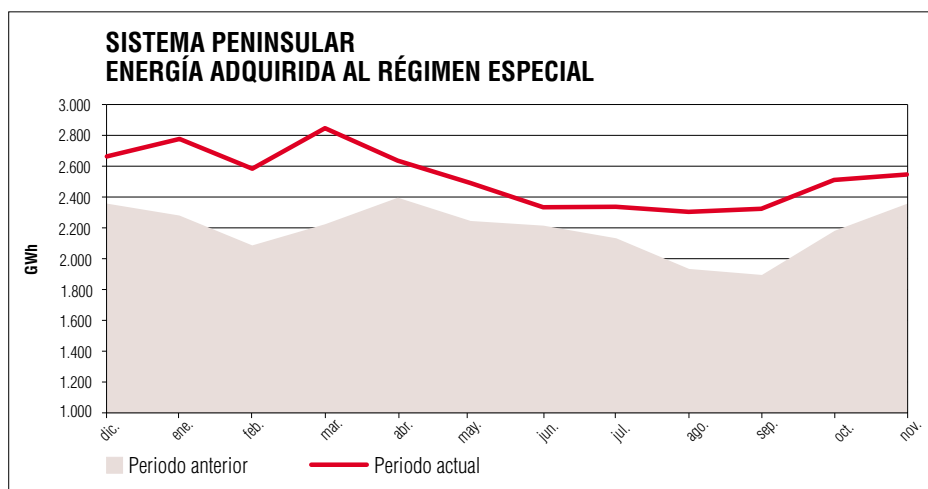
Combustible	Noviembre					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.078	11,9	2.694	12,2	2.801	8.503	-12,3	22.476	9.068	-13,2	23.970
Lignito pardo	161	-32,7	39	-30,9	385	2.337	-3,9	5.691	2.501	-3,4	6.079
Lignito negro	140	-16,5	948	-8,5	444	1.178	-27,2	3.655	1.293	-26,6	4.006
Carbón importación	1.111	2,9	2.332	32,8	3.172	9.990	-19,2	28.260	10.829	-19,8	30.590
Gas natural (**)	91	1,2	-	-	236	1.348	9,7	3.569	1.377	3,7	3.644
Gas siderúrgico	33	-5,7	-	-	88	419	-2,4	1.149	456	-2,7	1.248
Fuel-oil	387	102,4	424	-26,3	1.082	2.172	-1,6	6.029	2.309	-2,9	6.397
Sistema peninsular	3.001	8,5	6.437	10,5	8.209	25.947	-13,4	70.829	27.833	-14,3	75.934
Carbón	84	3,5	242	12,1	275	1.034	2,1	3.354	1.124	2,0	3.642
Fuel-oil	150	8,1	109	-8,2	661	1.649	10,4	7.263	1.787	10,7	7.881
Sistemas extrapeninsulares	234	6,4	351	4,9	936	2.683	7,0	10.617	2.911	17,6	11.523

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS

Régimen especial (*)

- En noviembre, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.546 GWh, con un crecimiento del 7,9% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras este dato, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 30.346 GWh, supera en un 15,3% al del mismo período del año anterior, casi cinco puntos por encima del crecimiento interanual alcanzado en noviembre de 2000. Este volumen de energía ha aportado el 14,8% de la demanda de los últimos doce meses, 1,4 puntos por encima de su contribución en el mismo periodo de 2000.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, incluidas las hidráulicas, que han aportado el 44,2% de la energía adquirida en el período, nueve puntos por encima de su aportación en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 54 GWh, un 19,2% más que en el mismo mes del año anterior, con lo que en los últimos doce meses las adquisiciones han aumentado en un 6,5% y han aportado el 6,4% de la demanda interanual, aportación similar a la contabilizada en noviembre de 2000 para el mismo periodo.
- En noviembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 6,362 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,168 c€/kWh, un 2,0% superior al del mismo periodo de 2000.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 6,419 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 6,280 c€/kWh y la procedente de centrales térmicas 6,033 c€/kWh.

(*) Como consecuencia del procedimiento de recopilación de la información relativa a la producción en régimen especial, los datos de potencia instalada, energía adquirida y precios correspondientes a un mes son provisionales, pudiendo ser revisados en meses sucesivos.



Régimen especial	Potencia MW	Noviembre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	5.225	1.460	11,0	5,831	-1,3	15.494	0,0	6,076	6,5	16.938	-0,5	6,033	6,0
Hidráulica	1.419	332	-9,7	7,495	5,2	4.603	37,0	6,465	-5,8	5.078	35,5	6,419	-6,4
Otras renovables	3.058	754	11,6	6,856	0,1	7.586	49,1	6,335	-3,3	8.331	50,4	6,280	-3,9
Sistema peninsular	9.702	2.546	7,9	6,362	-0,3	27.683	15,6	6,214	2,6	30.346	15,3	6,168	2,0
Térmica	82	26	1,3	-	-	367	-7,3	-	-	404	-7,8	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	-58,4	-	-	2,5	-28,8	-	-	2,7	-22,7	-	-
Otras renovables	73	27	45,5	-	-	321	36,4	-	-	334	31,7	-	-
Sistemas extrapeninsulares(*)	155	54	19,2	-	-	691	8,7	-	-	740	6,5	-	-

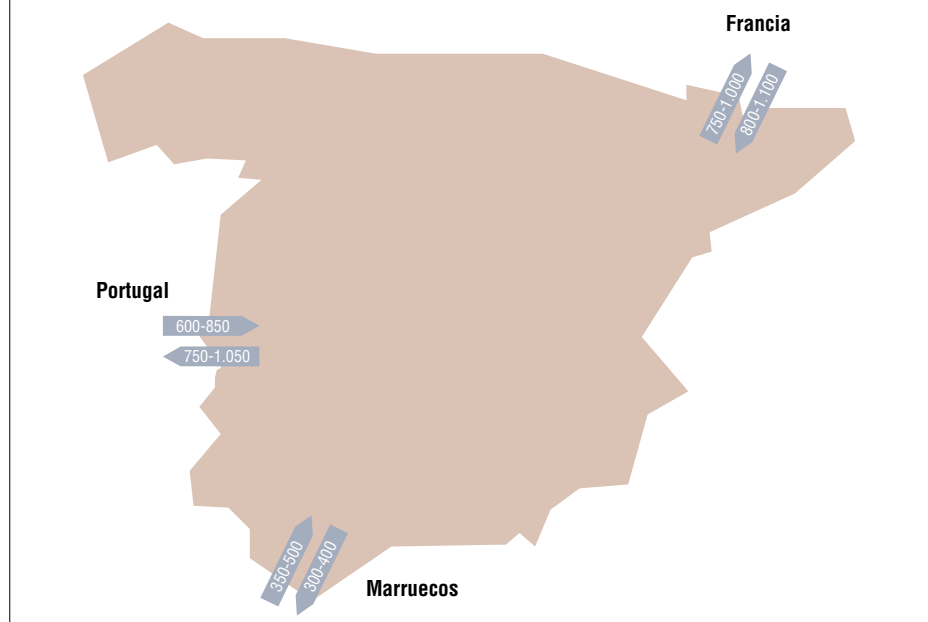
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

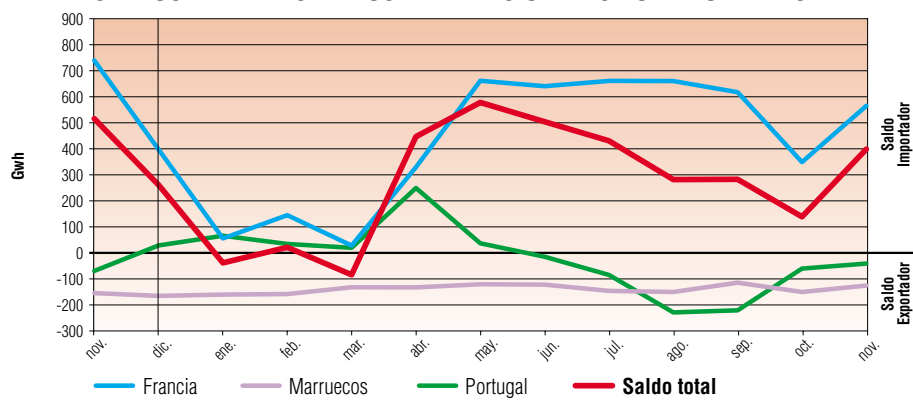
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de noviembre ha ascendido a 933 GWh, un 16,2% menos que en el mismo mes de 2000. El 71,4% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 399 GWh.
- El 55,0% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en noviembre a 409 GWh, el 43,9% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,2% restante.
- En noviembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) ha correspondido a operaciones con la frontera de Francia con 297 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 105 GWh, Marruecos, 74 GWh, y Andorra, 37 GWh.
- En el periodo enero-noviembre, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 10.858 GWh, un 10,5% menos que el mismo periodo de 2000. El 58,0% de esta energía, casi un punto menos que en el mismo periodo del año 2000, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 501 GWh. El 18,0% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 40,4% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 3.331 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,5% del volumen y aportó un saldo importador de 134 GWh.
- Tras el dato de noviembre, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 2.964 GWh, un 29,1% inferior al obtenido el mismo periodo de 2000, debido en su mayor parte al cambio de signo de los intercambios realizados por los agentes, que han exportado un 17,3% por encima de sus importaciones.
- El 48,7% del volumen total de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) durante el periodo enero-noviembre ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 32,1% con Portugal, el 15,9% con Marruecos y el 3,3% restante con Andorra.
- En el mes de noviembre, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL NOVIEMBRE 2001 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Noviembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-37	-37	0	-206	-206	0	-245	-245
Francia	272	-25	248	1.679	-809	871	1.824	-862	961
Marruecos	0	-74	-74	3	-841	-838	3	-967	-964
Portugal	20	-68	-47	586	-1.043	-457	677	-1.090	-414
Mercado: Agentes	293	-203	90	2.268	-2.898	-630	2.503	-3.164	-661
Francia	355	0	355	3.859	0	3.859	4.185	0	4.185
Marruecos	0	-54	-54	0	-528	-528	0	-567	-567
Mercado: Contratos REE	355	-54	301	3.859	-528	3.331	4.185	-567	3.617
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	0	0	351	-232	120	370	-232	139
Marruecos	0	0	0	0	-160	-160	0	-160	-160
Portugal	10	-7	3	282	-113	169	282	-113	169
Contratos bilaterales	10	-7	3	633	-504	129	652	-504	148
Andorra	3	0	3	8	-1	7	8	-2	5
Francia	0	-3	-3	79	-12	67	82	-12	70
Marruecos	2	0	2	15	0	15	15	0	15
Portugal	3	0	3	50	-4	46	50	-19	31
Apoyo y desvíos	8	-3	5	151	-17	134	154	-33	121
Total intercambios	666	-267	399	6.911	-3.947	2.964	7.494	-4.269	3.225

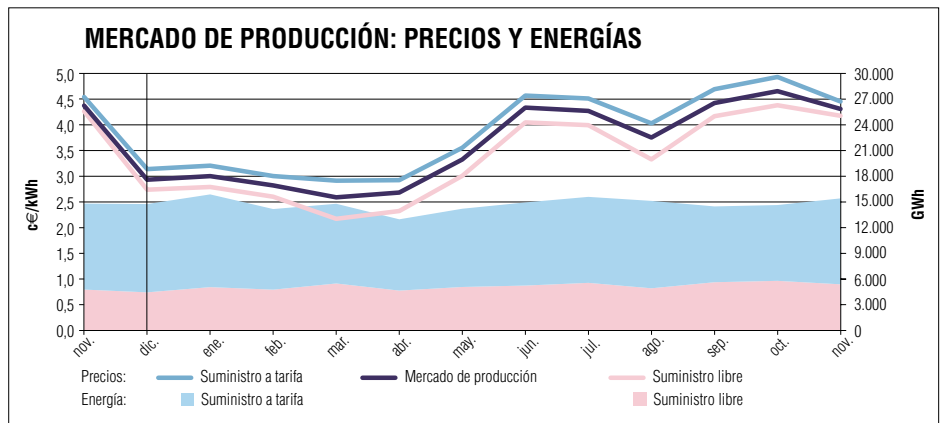
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Tras el precio máximo histórico alcanzado el mes anterior, en noviembre el precio medio en el mercado de producción descendiend moderadamente, si bien permanece por encima de los 4c€/kWh.
- El precio medio ha sido 4,306 c€/kWh, un 7,4% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 15.769 GWh. Respecto de noviembre de 2000, el precio ha disminuido un 1,5%, frente a un aumento del 3,4% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,601 c€/kWh, un 9,3% inferior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 10.022 GWh, lo que supone una disminución del 0,1% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,451 c€/kWh, un 9,7% menor que el mes anterior y un 1,9% menos que el mismo mes de 2000.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.383 GWh, un 7,0% menos que el mes pasado y un 12,9% más que hace un año. Esta cifra representa el 34,1% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,173 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 6,2% inferior debido, prin-



Precios	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/oct.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,306	-7,4	-1,5	3,664	-8,5	3,601	-9,3
Mercado diario	3,646	-9,9	-0,6	2,979	-9,1	2,911	-9,8
Otros mercados	0,198	34,7	-18,5	0,226	39,2	0,232	45,2
Garantía de potencia	0,462	0,9	0,4	0,459	-19,0	0,458	-21,4
Suministro a tarifa (**)	4,451	-9,7	-1,9	3,890	-8,3	3,822	-9,0
Mercado diario	3,675	-9,5	-0,8	2,978	-9,3	2,909	-9,9
Otros mercados	0,209	25,9	-23,8	0,264	36,5	0,273	43,9
Garantía de potencia	0,567	-19,0	1,0	0,648	-15,6	0,640	-18,0
Suministro libre (***)	4,173	-4,7	-2,0	3,396	-7,2	3,349	-7,6
Mercado diario	3,628	-11,2	-2,7	3,015	-9,6	2,956	-10,2
Otros mercados	0,248	42,5	4,2	0,233	33,7	0,237	35,9
Garantía de potencia	0,297	153,8	1,5	0,148	0,3	0,156	-0,7

Energías	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/oct.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	15.769	5,1	3,4	166.207	2,8	181.752	2,8
Suministro a tarifa (**)	10.022	13,4	-0,1	104.578	-5,3	114.876	-5,7
Suministro libre (***)	5.383	-7,0	12,9	57.527	23,5	61.972	23,9
Contratos bilaterales	17	-66,7	-83,7	1.145	-2,1	1.203	2,9

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos de REE.

Δ% : tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Incluye la demanda de bombeo. (**) Distribuidores y Exportaciones REE. (***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

Precio final del mercado de producción (c€/kWh)

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
J1	3,270	2,823	2,764	2,749	2,663	2,637	2,557	2,402	2,298	2,630	2,639	2,523	2,615	2,651	2,663	2,627	2,509	2,810	3,683	3,986	4,090	4,096	3,984	3,421	3,005
V2	3,580	3,019	2,796	2,810	2,734	2,820	3,989	4,391	5,934	6,505	6,538	6,508	6,553	6,231	4,746	5,609	5,830	5,905	6,329	6,619	5,688	4,522	4,176	4,205	5,084
S3	3,483	2,769	2,859	2,698	2,449	2,425	2,505	2,487	2,304	2,388	2,591	2,731	2,729	2,757	2,435	2,539	2,373	2,457	3,178	2,969	3,515	3,310	2,841	2,774	2,752
D4	2,683	2,481	2,270	2,169	2,183	2,116	2,197	2,130	1,987	2,143	2,261	2,580	2,513	2,384	2,252	2,173	2,105	2,198	2,838	3,088	3,356	3,390	3,274	3,025	2,529
L5	2,787	2,467	2,143	2,056	2,062	2,098	2,684	3,254	3,668	3,710	4,009	4,051	4,085	3,740	3,239	3,532	3,798	3,886	4,709	5,416	4,526	4,293	3,589	3,405	3,592
M6	2,835	2,636	2,412	2,276	2,157	2,249	2,678	2,989	3,400	3,397	3,767	3,821	4,012	3,498	3,181	3,318	3,490	3,652	4,464	5,095	4,386	4,131	3,285	3,097	3,419
X7	2,984	2,829	2,624	2,569	2,457	2,594	2,816	3,201	3,558	3,801	3,828	3,898	4,083	3,806	3,475	3,529	3,783	3,944	4,852	5,910	4,513	4,226	3,399	2,537	3,636
J8	3,023	2,843	2,670	2,618	2,555	2,604	2,818	3,148	3,445	3,612	3,757	3,613	3,646	3,621	3,102	3,232	3,340	3,692	4,437	4,837	4,204	3,805	2,777	3,040	3,405
V9	2,937	2,831	2,608	2,455	2,404	2,441	2,741	2,963	3,223	3,547	3,584	3,620	3,609	3,533	2,723	3,241	3,411	3,701	4,556	5,158	4,416	3,812	3,302	3,207	3,395
S10	3,058	2,828	2,757	2,623	2,464	2,323	2,273	2,299	2,535	2,879	3,238	3,259	3,232	3,179	2,831	2,795	2,763	2,892	3,353	3,433	3,356	3,344	3,221	3,259	2,963
D11	3,207	2,638	2,610	2,345	2,277	2,120	2,001	2,018	1,903	1,983	2,376	2,659	2,849	2,945	2,773	2,488	2,358	2,473	3,274	3,425	3,333	3,520	3,311	3,571	2,752
L12	3,237	2,535	2,364	2,292	2,232	2,334	2,692	3,631	4,213	4,309	4,549	4,913	4,902	4,175	3,651	3,805	4,061	4,426	5,826	5,897	5,409	4,646	2,868	3,669	4,012
M13	3,358	2,988	2,659	2,508	2,421	2,479	2,945	3,242	3,937	4,239	4,632	4,443	4,419	3,988	3,315	3,579	3,842	4,135	5,097	5,608	4,653	4,770	3,442	3,607	3,843
X14	3,230	3,062	2,994	2,977	2,945	2,905	2,996	3,463	4,928	5,143	5,579	5,516	5,458	5,144	4,682	4,799	5,074	5,699	6,958	9,707	6,734	5,951	4,915	4,559	4,985
J15	3,718	3,147	3,027	2,948	2,852	2,908	3,089	3,793	5,019	5,057	5,238	5,138	5,015	4,879	4,030	4,538	4,725	6,141	7,265	6,708	6,079	5,818	4,843	3,873	4,704
V16	3,754	3,078	3,000	2,998	2,913	2,874	3,000	3,620	4,520	4,702	5,081	5,296	4,704	4,610	4,272	4,406	4,618	5,500	6,676	6,285	5,026	4,807	4,082	4,101	4,434
S17	4,285	3,302	3,333	2,992	2,923	2,873	2,857	2,877	2,972	3,272	3,573	3,589	3,412	3,248	3,249	2,923	2,946	3,423	4,568	4,855	4,696	4,439	4,358	3,854	3,591
D18	3,804	3,220	3,049	2,925	2,823	2,654	2,523	2,316	2,122	2,532	2,890	3,021	3,090	3,073	3,048	2,975	3,041	3,123	3,500	4,259	4,555	4,643	4,152	4,031	3,299
L19	3,732	3,422	3,239	3,102	3,083	3,071	3,489	5,771	6,905	7,350	7,619	7,524	7,442	7,153	6,548	7,071	7,329	9,796	11,214	11,289	7,647	7,357	6,032	6,006	6,699
M20	3,752	3,453	3,212	3,089	2,977	2,957	3,294	4,278	5,255	5,259	5,907	5,913	5,901	5,366	5,156	5,262	5,437	5,796	9,849	9,872	6,066	5,749	5,093	5,002	5,319
X21	4,529	3,556	3,410	3,232	3,218	3,208	3,539	4,733	5,415	5,328	5,693	5,606	5,576	5,288	5,006	5,304	5,552	5,707	9,643	10,966	6,039	5,443	4,862	4,932	5,393
J22	4,414	3,569	3,307	3,148	3,111	2,848	3,499	4,350	5,240	5,488	5,666	5,605	5,615	5,372	4,982	5,198	5,208	5,642	6,428	6,408	5,689	5,519	4,895	4,889	4,919
V23	4,777	3,917	3,489	3,389	3,219	3,208	3,485	4,633	5,393	5,525	5,876	5,547	5,648	5,552	5,268	5,368	5,568	5,774	6,302	6,408	5,746	5,705	4,841	4,796	5,070
S24	6,915	5,111	3,751	3,460	3,343	3,229	3,233	3,219	3,406	3,856	5,753	6,050	5,824	5,423	4,355	3,955	3,900	4,890	6,057	6,064	6,302	5,980	5,731	5,907	4,917
D25	5,337	3,626	3,265	3,233	3,226	3,136	3,135	2,965	2,928	3,309	3,357	3,450	3,516	3,523	3,525	3,478	3,460	3,513	6,033	6,161	6,009	5,992	5,665	6,038	4,214
L26	4,415	3,468	3,485	3,263	3,222	3,217	3,664	5,173	5,628	5,858	6,146	6,019	5,787	5,751	5,108	5,301	5,423	5,829	6,978	7,257	6,355	5,752	5,059	4,898	5,282
M27	4,367	3,542	3,388	3,263	3,266	3,183	3,394	4,276	5,498	5,898	5,890	5,904	5,900	5,372	5,122	5,376	5,126	6,826	6,886	5,768	5,672	4,928	4,720	5,121	4,743
X28	4,343	3,552	3,392	3,244	3,176	3,179	3,441	4,539	4,718	5,297	5,416	5,319	5,269	4,963	4,692	4,786	5,108	5,560	6,075	6,163	5,601	5,403	4,691	4,673	4,774
J29	4,818	3,536	3,420	3,337	3,219	3,195	3,420	4,456	4,992	4,995	5,253	5,367	5,317	5,074	4,796	4,854	5,233	5,525	6,516	6,675	6,063	5,761	4,894	4,753	4,898
V30	5,116	3,549	3,436	3,341	3,219	3,202	3,485	4,501	4,799	4,961	5,366	5,365	5,296	4,858	4,637	4,625	4,931	5,026	6,088	6,672	5,477	5,307	4,713	4,700	4,743
Media	3,916	3,228	3,024	2,901	2,811	2,796	3,047	3,678	4,246	4,458	4,756	4,759	4,717	4,468	4,043	4,190	4,357	4,806	5,971	6,282	5,250	4,968	4,290	4,215	4,306

Mínimo: 1,903 Precios de 1,903 a 3,336 Precios de 3,336 a 4,447 Precios de 4,447 a 11,289 Máximo: 11,289

Percentiles del 33% de los valores registrados en 2000.

cialmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

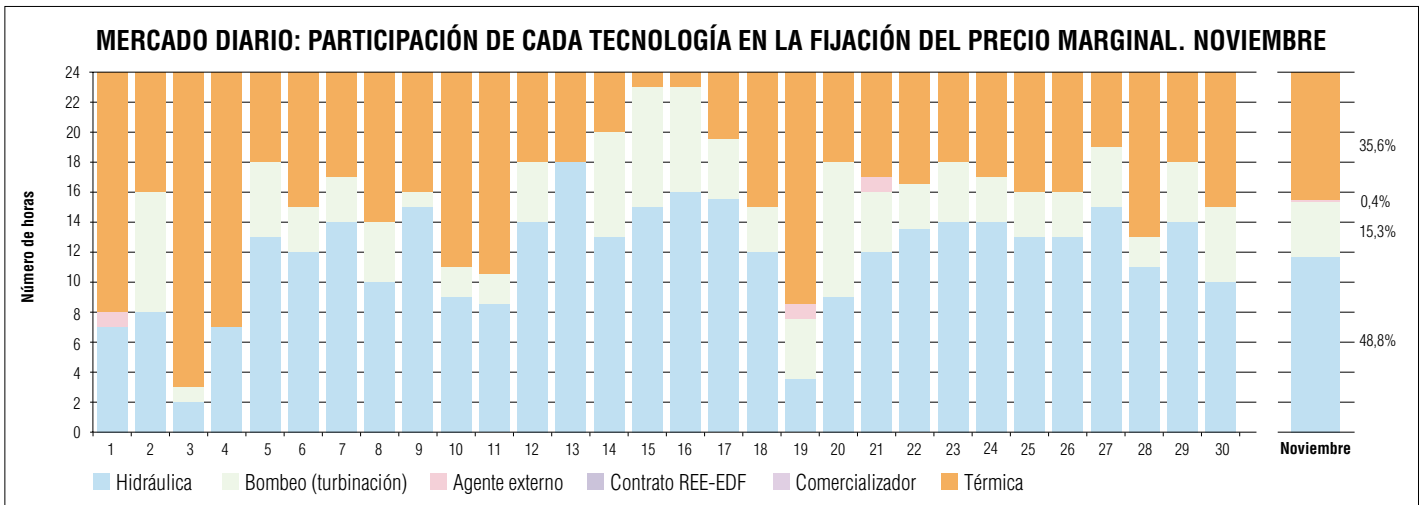
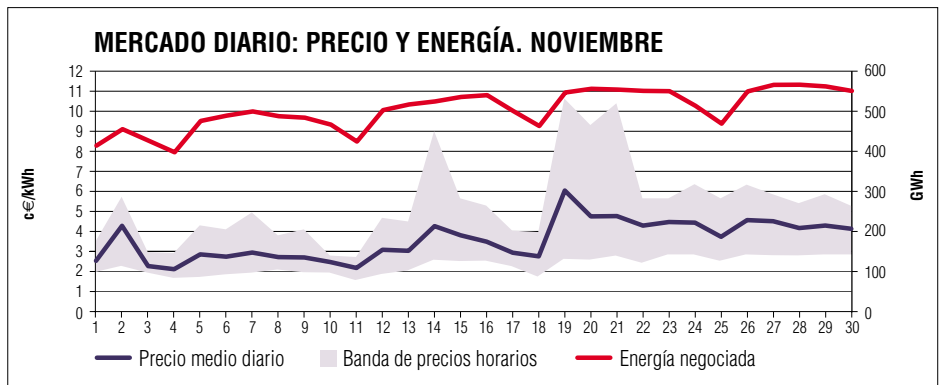
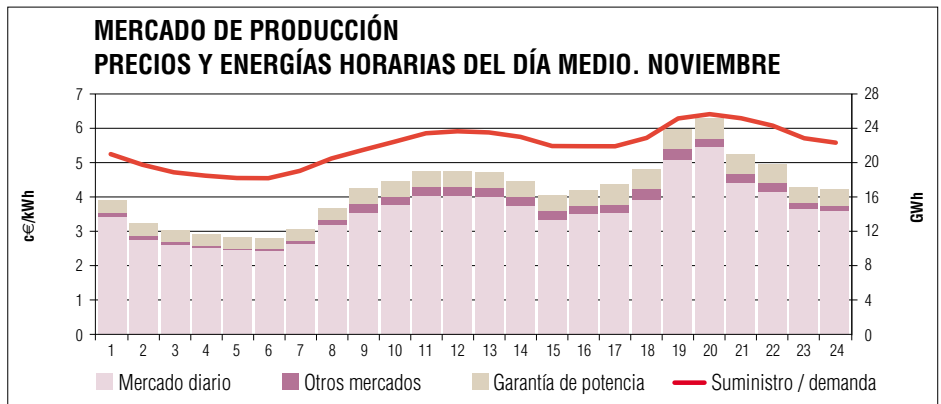
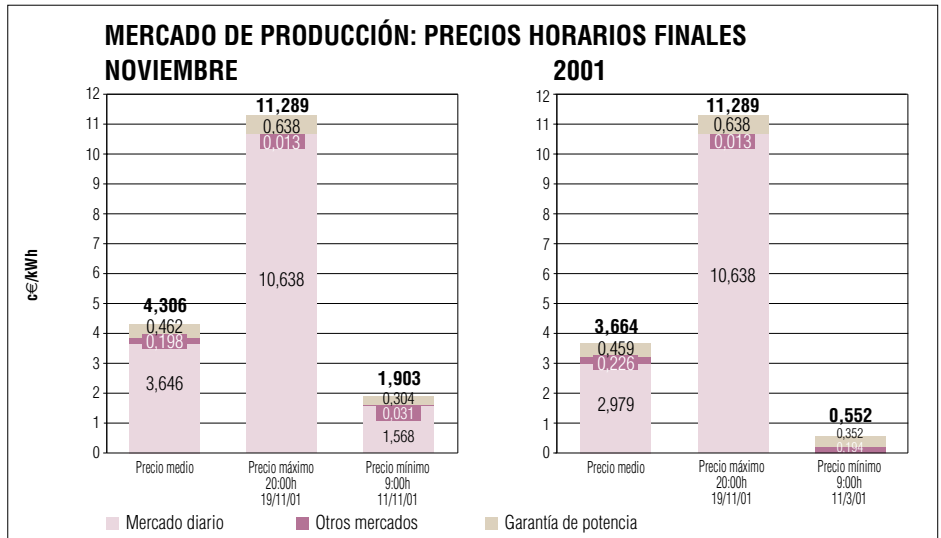
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de noviembre, precio valle, ha sido 3,131 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,618 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 11,289 c€/kWh, en la hora 20 del lunes 19, mientras que el precio mínimo fue 1,903 c€/kWh en las hora 9 del domingo 11. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 5,93 veces, aumentando significativamente respecto al mes anterior.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 2,8 y 6,3 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,2 y 25,6 GWh.

Mercado diario

- En noviembre, el precio medio del mercado diario ha sido 3,646 c€/kWh, la energía intercambiada 15.173 GWh y el volumen económico contratado de 553,17 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,2% de la energía y el 81,5% del volumen económico.
- En noviembre los precios medios manifestan una tendencia creciente a lo largo del mes, paralela a la tendencia igualmente creciente de la energía negociada. Los precios se sitúan en torno a los 2,5 c€/kWh durante los primeros 11 días del mes, aumentando



después progresivamente hasta finalizar el mes en el entorno de los 4,5 c€/kWh. El precio medio diario máximo, alcanzado el día 19 con 6,034 c€/kWh, supera en un 65% al precio medio mensual.

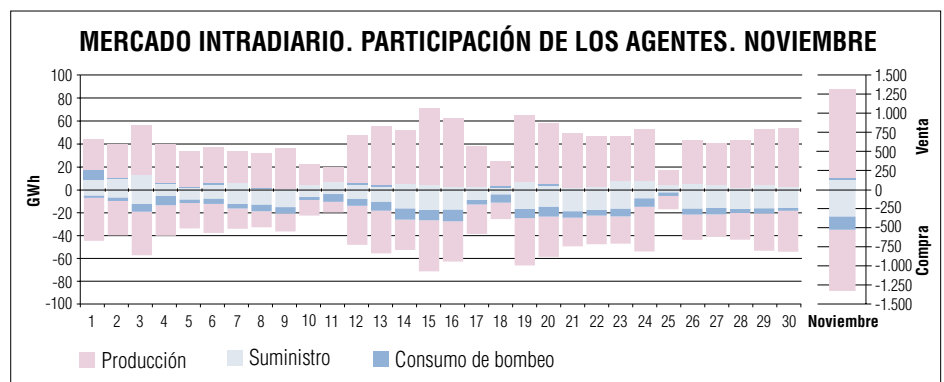
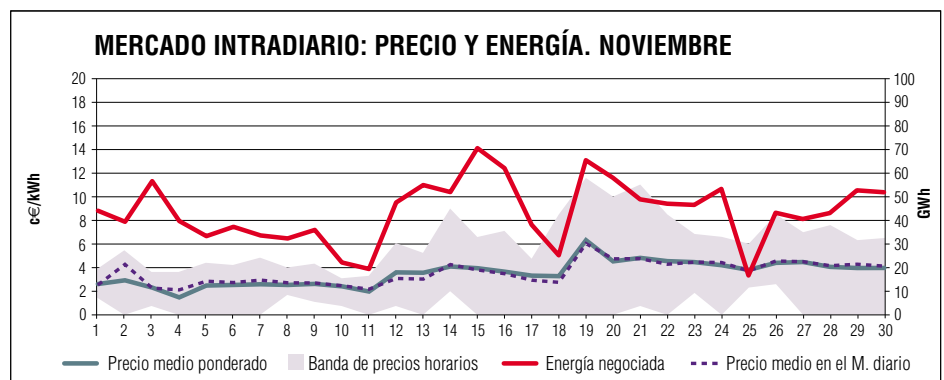
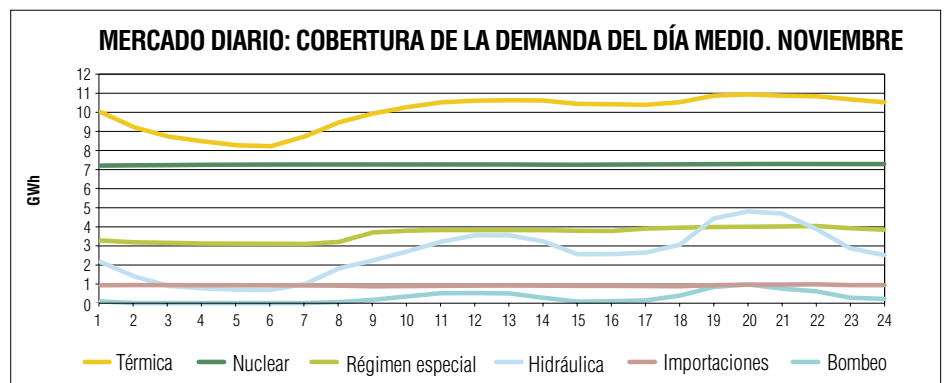
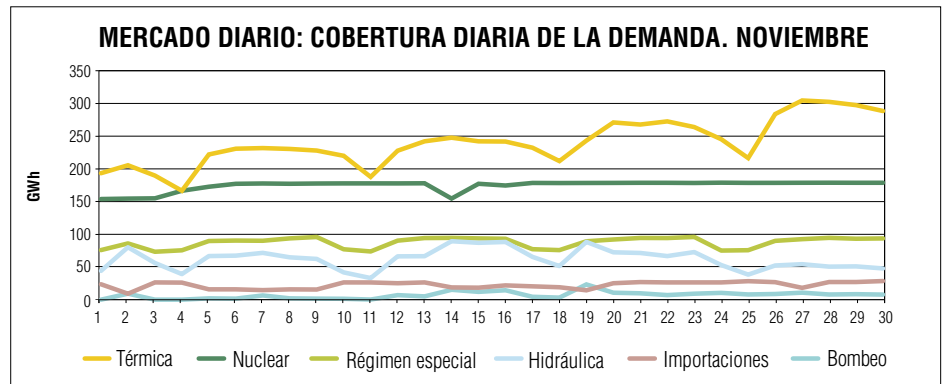
- El precio mínimo del mes, 1,568 c€/kWh, se ha registrado en la hora 9 del domingo 11, y el precio máximo del mes, 10,638 c€/kWh, en la hora 20 del lunes 19.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un ligero aumento de la producción hidráulica y nuclear, que ha cubierto la mayor demanda de este mes respecto a octubre. Asimismo se observa la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 64,1% de las horas frente al 35,6% de las térmicas. Por su parte, las unidades de agentes externos sólo han marcado marginal en tres horas durante el mes, mientras que el resto de los agentes vendedores en el mercado no marcan marginal en ninguna hora.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,684 c€/kWh, un 9,0% menos que el mes anterior y un 1,0% superior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.314 GWh, un 0,2% menos que el mes anterior. De esta energía, el 72,5% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 27,5% restante, 361 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 144 GWh, y al suministro, 218 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado en este mes ha sido nula.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 791, 195, 94, 78, 69 y 88 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 2,3 y 7,1 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de noviembre ha sido de 72,84 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,462 c€/kWh, valor ligeramente superior al



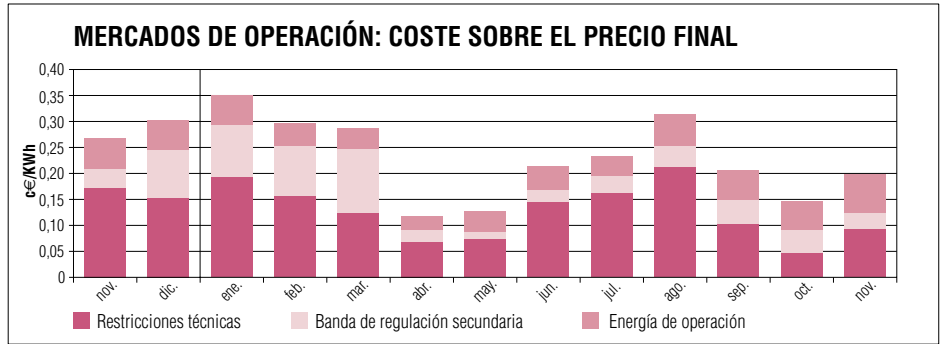
- del mes anterior y que supone el 10,7% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 0,39 M€, con una repercusión sobre el

precio medio del mercado de producción de -0,003 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 17 GWh en el mes de noviembre, un 66,7% menos que el mes anterior.

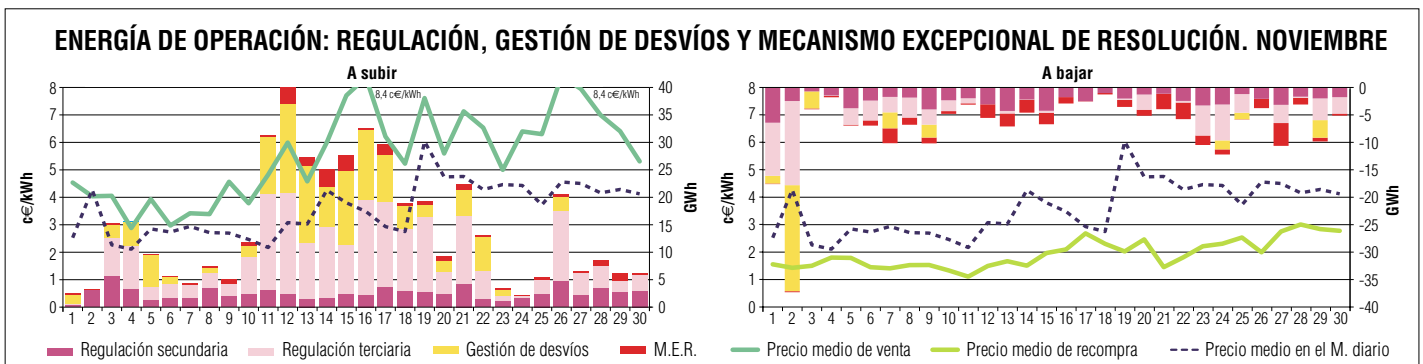
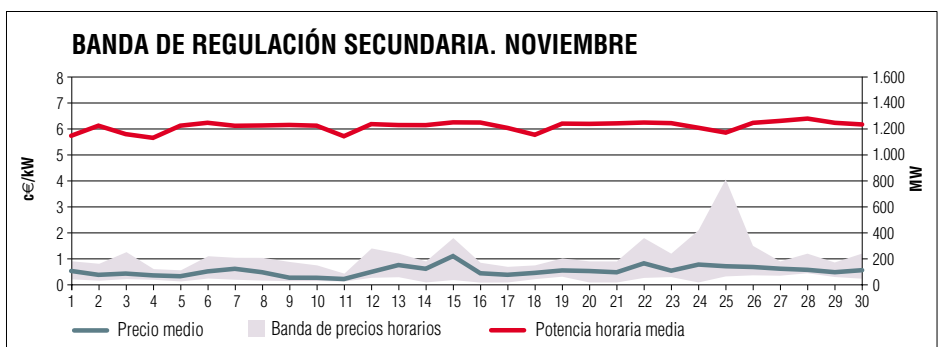
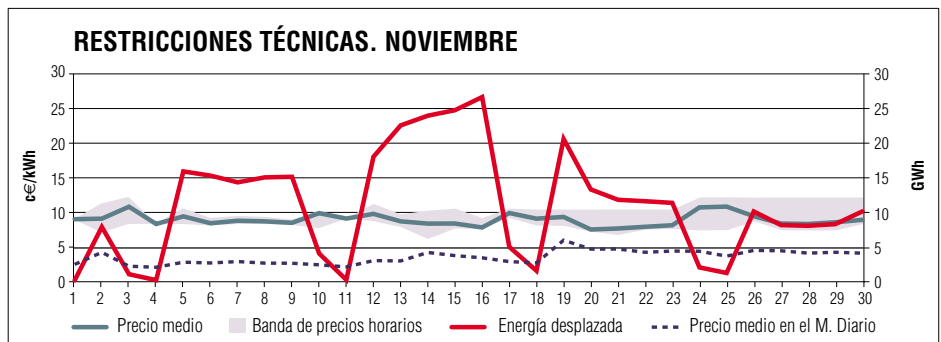
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en noviembre ha sido 0,201 c€/kWh, un 38,6% superior al del mes de octubre, suponiendo un 4,7% del precio final del mercado de producción.
 - Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 331 GWh, un 2,2% de la energía correspondiente al mercado diario, un 119,2% más que en octubre. Este notable incremento ha sido debido a la mayor demanda de energía de noviembre. Sin embargo, respecto al mismo mes del año anterior y a pesar del incremento de la demanda, se ha programado un 4% menos de energía por restricciones debido a la fuerte incidencia que en noviembre de 2000 tuvieron las revisiones de los grupos de Litoral y Almaraz sobre las restricciones. Es también destacable el elevado número de incidencias registradas, que han afectado a catorce grupos térmicos programados por restricciones, lo que ha implicado incumplimientos de la energía programada, con el consiguiente riesgo para la operación del sistema. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 8,710 c€/kWh, un 6,3% inferior al del mes de octubre.
 - Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.225 MW, repartidos en 705 MW a subir y 520 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,543 c€/kW, un 27,6% menos que en octubre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,031 c€/kWh, un 31,1% inferior al del mes anterior.
 - Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 657 GWh, repartida en 438 GWh a subir y 220 a bajar, un 16,9% más que en octubre. El precio medio de venta ha sido 5,951 c€/kWh y el de recompra 1,868 c€/kWh, el primero superior y el segundo inferior a los respectivos valores del mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,078 c€/kWh, un 44,4% superior a octubre. En noviembre la relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,99.



Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Noviembre					
Restricciones técnicas (*)	0,092	331		8,710	
Banda de regulación secundaria (**)	0,031	705	520	0,543	
Energía de operación (***)	0,078	438	220	5,951	1,868
Regulación secundaria		76	73	5,115	2,500
Regulación terciaria		210	74	6,129	1,900
Gestión de desvíos		124	35	5,166	1,869
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		28	37	10,380	0,568
Total	0,201				

(*) Energía desplazada. (**) Potencia horaria media (MW). (***) Energía gestionada.



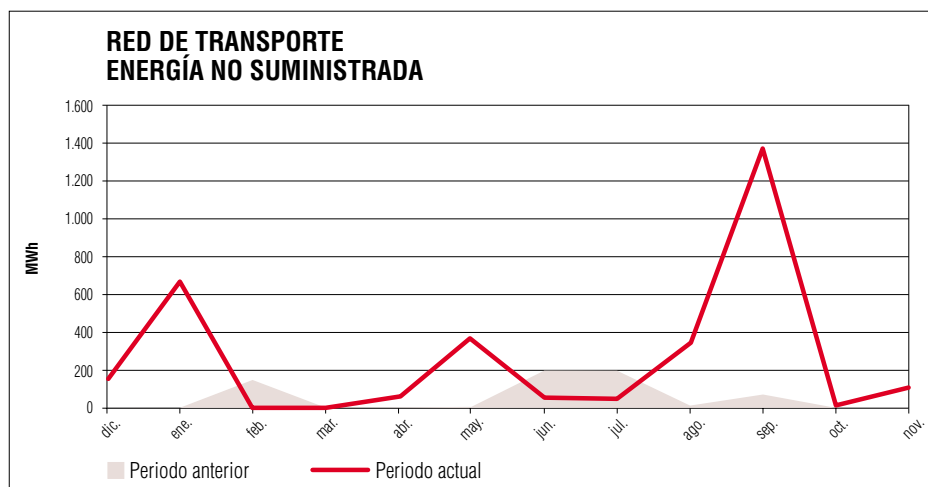
4. RED DE TRANSPORTE

- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- Durante el mes de noviembre se han registrado dos cortes de mercado con una ENS total de 110,9 MWh: uno en Galicia con una pérdida de mercado de 110,0 MWh y otro en Sangüesa (Huesca) con 0,9 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 3.189,6 MWh, de los que 107,0 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 3.082,5 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo periodo se situó en 8,202 minutos, 6,505 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se han producido en los meses de enero, mayo, agosto y septiembre de este año.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de noviembre ha sido del 95,8%, 0,9 puntos inferior a la registrada en el mismo mes de 2000. Esta tasa de disponibilidad es la segunda más baja de los once meses transcurridos del año, consecuencia de las indisponibilidades programadas por otras causas ajenas al mantenimiento, que alcanzaron este mes el 3,7%.
- Tras el registro de noviembre, la disponibilidad acumulada e interanual de las líneas de Red Eléctrica de España se sitúan respectivamente en el 97,4% y 97,6%, inferiores en ambos casos en casi un punto a los registros alcanzados en el mismo mes del año anterior.

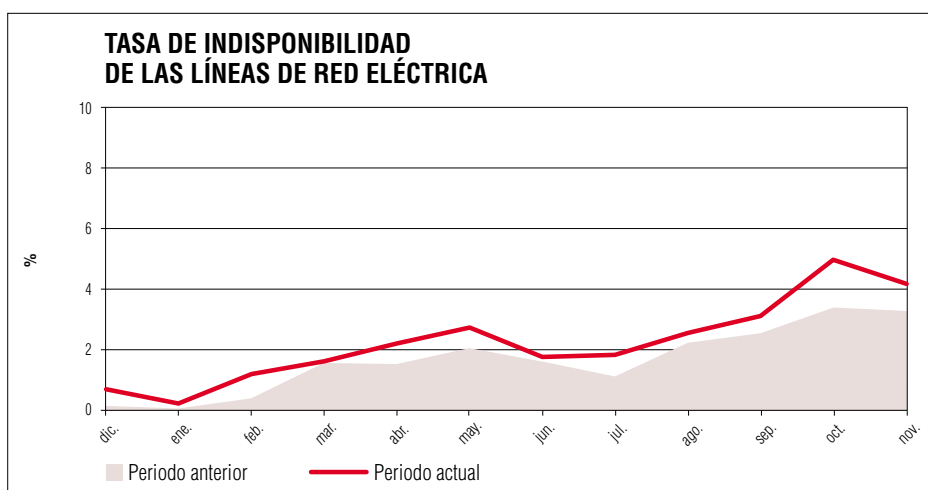
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante los últimos doce meses.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).



Red de transporte Calidad del servicio	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	110,9	3.036,4	3.189,6
RED ELÉCTRICA	0,9	107,0	107,0
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	8,202
RED ELÉCTRICA	-	-	0,275



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,5	9,4	0,7	-3,3	0,6	-2,5
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-85,0	0,1	24,9	0,1	20,5
Otras causas ajenas al mantenimiento	3,7	32,1	1,8	72,9	1,7	76,8
Total	4,2	27,2	2,6	42,8	2,4	45,2

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

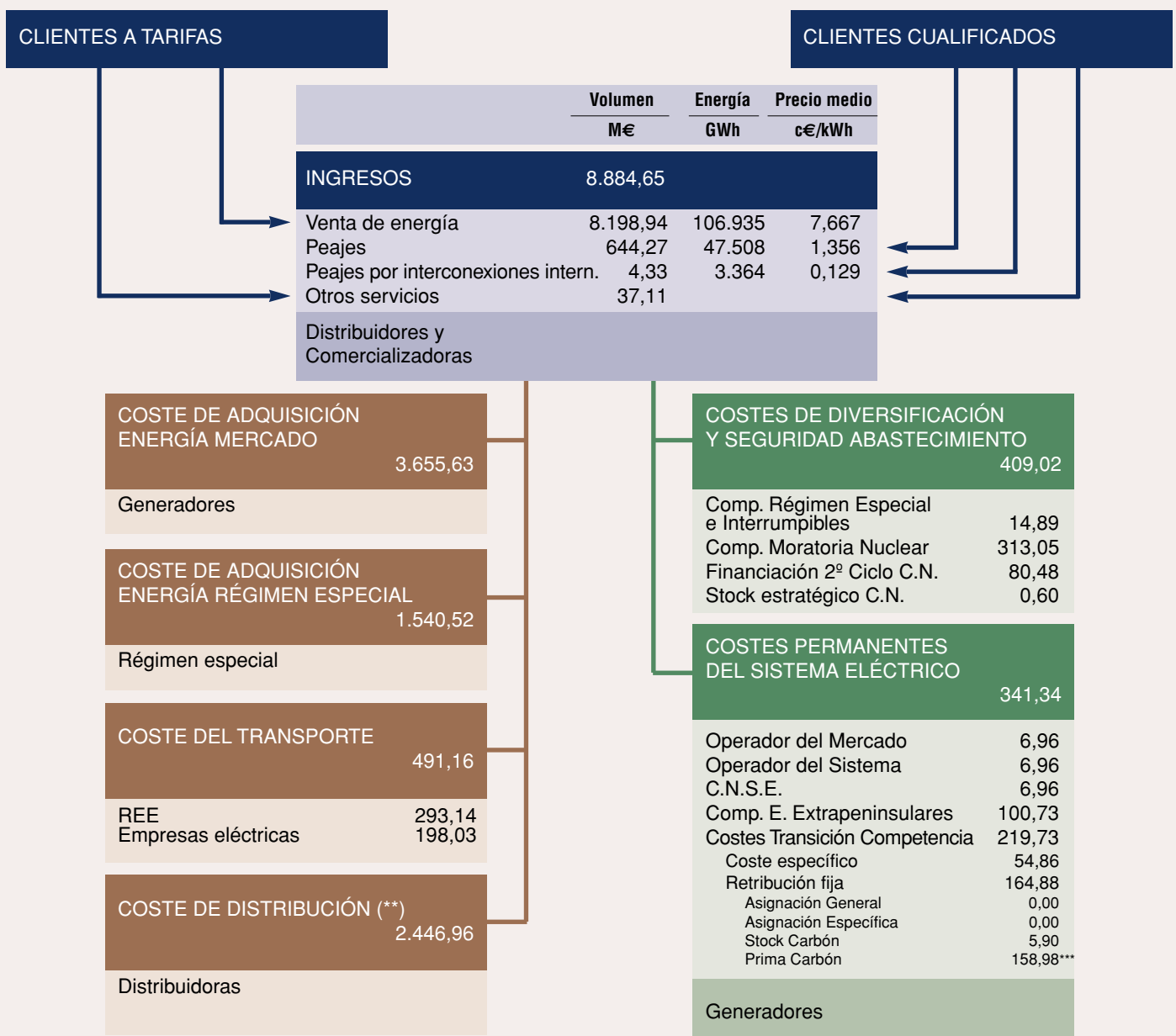
5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 11 del año 2001, correspondiente al período enero-noviembre, ascendieron a 8.884,65 M€, de los cuales el 92,3% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 7,3% a peajes.
- Del total de ingresos, el 8,4%, 750,37 M€, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos, 219,73 M€ corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 11, una vez descontado el importe destinado al pago de la prima de carbón del año 2000, que asciende a 4,68 M€, supone el 30,8% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para el 2001. Este porcentaje queda muy lejos del aproximadamente 84% que correspondería a este periodo de acuerdo a la distribución temporal de costes de las actividades reguladas que se establece en el procedimiento de liquidaciones.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 11 del año 2001, se ha elevado a 3.655,63 M€ correspondientes a una energía estándar de 93.996 GWh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, diferencia de la que, provisionalmente, se deriva un incentivo negativo para las empresas distribuidoras de alrededor de 152 M€.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 11, 2001. Periodo Enero-Noviembre(*)

(Millones de euros)



(*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde

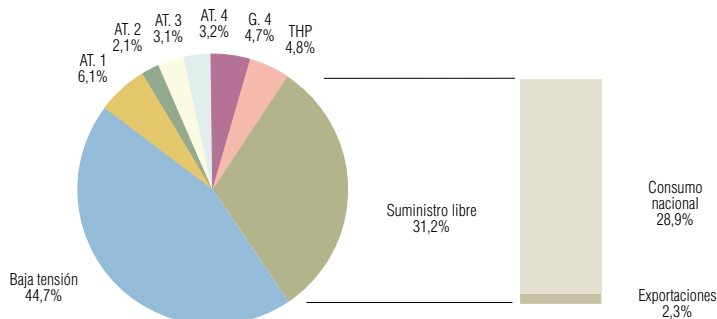
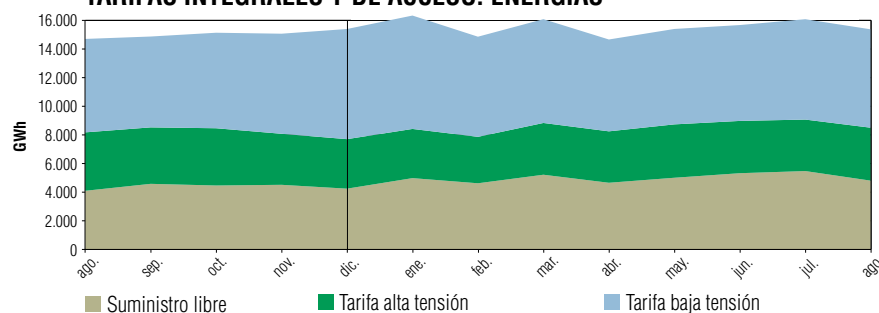
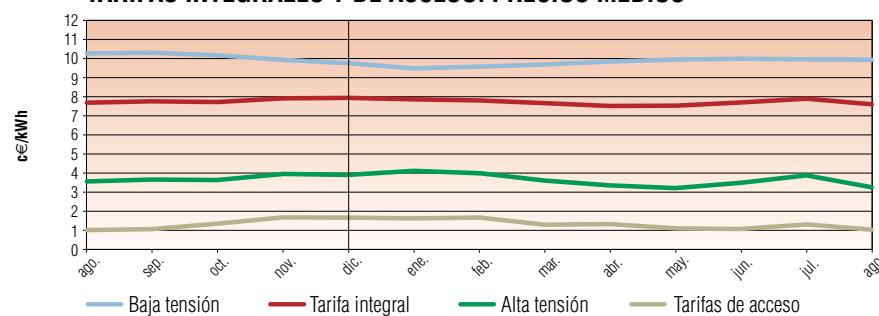
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) De este importe, 4,68 M€ corresponden al año 2000, según Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de Marzo de 2001.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en agosto se elevó a 10.581 GWh, un 0,4% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es la más baja de los últimos doce meses consecuencia, por un lado, del notable incremento registrado en agosto de la demanda en baja tensión, la de mayor peso sobre el consumo a tarifa regulada, y por otro, de la comparación con un mes, agosto de 2000, más homogéneo que los meses precedentes en términos de volumen de energía que ha salido al mercado libre.
- En los primeros ocho meses del año 2001, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 84.471 GWh, un 2,8% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es seis puntos inferior a la que se registro en agosto de 2000, lo que indica una desaceleración en el ritmo de salida de consumo de la tarifa regulada debido a que la comparación con el mismo período del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el periodo enero-agosto ha sido 7,709 c€/kWh, un 0,9% inferior al del mismo periodo de 2000, consecuencia del descenso medio de tarifas del 2,22% aprobado en el R.D. 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001.
- En agosto la energía consumida en el mercado libre representó el 31,2% del consumo total, 2,8 puntos menos que en julio, con lo que en el periodo enero-agosto del año 2001 este porcentaje se sitúa en el 32,2%, cinco puntos más que en el mismo periodo del año 2000.
- El precio medio de las tarifas de acceso en agosto ha sido de 1,024 c€/kWh, junto con el de mayo y junio el más bajo del año, por tratarse de meses de temporada baja. Tras el dato de agosto, el precio medio en los primeros ocho meses del año se ha situado en 1,291 c€/kWh, un 5,3% mayor al mismo periodo de 2000, debido a la incorporación entre ambos periodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

(*) Debido al desfase entre consumo y facturación de energía, únicamente se dispone de datos completos de los consumos realizados tres meses antes.

SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. AGOSTOSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

Tarifa integral	Agosto				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	937	-27,7	6,175	-3,0	7.093	-36,6	6,254	-4,1	11.203	-36,5	6,305	-3,2
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	320	-4,4	3,110	-6,6	2.588	-6,7	3,308	-4,5	3.927	-6,1	3,363	-3,9
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	482	-6,4	2,210	7,5	3.653	-5,4	2,637	4,7	5.620	-3,2	2,634	2,9
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	494	11,0	1,683	3,4	3.675	13,4	2,131	2,5	5.353	11,3	2,145	2,0
G. 4 (Grandes consumidores)	731	7,6	2,230	1,4	5.520	3,1	2,251	2,1	8.224	3,0	2,232	1,4
Tarifa horaria de potencia	738	-9,4	2,348	0,7	6.059	-8,0	3,319	4,8	9.241	-12,6	3,359	2,4
Alta tensión	3.702	-9,4	3,253	-8,6	28.589	-13,4	3,600	-9,8	43.568	-14,6	3,661	-9,7
Baja tensión	6.879	5,3	9,957	-3,2	55.882	3,7	9,811	-2,9	83.615	3,6	9,888	-2,4
Sistema peninsular	10.581	-0,4	7,612	-1,1	84.471	-2,8	7,709	-0,9	127.183	-3,4	7,755	-0,3
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.447	21,1	1,099	-0,8	37.453	24,6	1,373	3,9	54.186	28,5	1,415	4,2
Exportaciones	359	-15,6	0,096	0,1	2.660	2,6	0,131	9,2	3.744	7,5	0,133	5,5
Total	4.807	17,3	1,024	2,1	40.113	22,9	1,291	5,3	57.930	26,9	1,332	5,3

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

Anexo

IMPLANTACIÓN DE LA DIRECTIVA 96/92/CE EN LA UNIÓN EUROPEA

	Acceso de terceros a la red	Regulador	Operador del Sistema de Transporte	Negativa de acceso	Prioridad de despacho
Alemania	Negociado Comprador Unico opcional hasta 2005 para Stadwerke	Ministerio de Economía Oficina Federal de Cartel	6 empresas	Falta de capacidad. Reciprocidad	Renovables. Cogeneración
Austria	Regulado	Elektrizitäts-Control GmbH Elektrizitäts-Control Kommission	Concesión Legal: APG (Austrian Power Grid); TIWAG; VKW	Falta de capacidad. Reciprocidad	Renovables.
Bélgica	Regulado para tránsito nacional Negociado para tránsito internacional	Comité de Control para el mercado cautivo Comisión de Regulación para el mercado libre	Ella (desde julio 2001)	Falta de capacidad. Reciprocidad	Renovables. Cogeneración. Autoprodutores
Dinamarca	Regulado	Energitilsynet (Comité de Vigilancia de la Energía)	Oeste: ELTRA Este: ELKRAFT System	Falta de capacidad	Renovables. Cogeneración. Residuos
España	Regulado	Ministerio de Economía. Comisión Nacional de Energía	REE	Falta de capacidad. Reciprocidad	Renovables. Cogeneración
Finlandia	Regulado	Autoridad del Mercado Energético	Fingrid	Falta de capacidad	No
Francia	Regulado	Comisión Independiente de la Electricidad	RTE. Empresa perteneciente a EDF	Falta de capacidad. Obligaciones de Servicio público	Renovables
Grecia	Regulado Comprador Unico para las Islas	Autoridad Reguladora de la Energía (RAE)	Organismo independiente 51% propiedad estatal	Falla de capacidad	Renovables. Cogeneración. Lignito
Irlanda	Regulado	Organismo Independiente de Electricidad y Gas	Nueva compañía de propiedad estatal	Falta de capacidad	Renovables
Italia	Comprador Unico para mercados no liberalizados Regulado para mercado libre	Autoridad Independiente para Electricidad y Gas	Organismo independiente	Falta de capacidad. Reciprocidad	Renovables. Cogeneración
Luxemburgo	Regulado			Falta de capacidad. Reciprocidad	Renovables. Cogeneración
Países Bajos	Regulado	Ministerio de Asuntos Económicos y Autoridad de la Competencia	TenneT	Falta de capacidad. Reciprocidad	Renovables=8 MW Cogeneración+ pequeñas instalaciones (=2mW)
Portugal	Comprador Unico: REN para mercados no liberalizados Negociado: cuando se refuerce la red Regulado: otros casos	Entidad Reguladora del Sector Eléctrico (ERSE)	REN	Técnica	Renovables. Cogeneración
Reino Unido	Regulado	OFGEM (Inglaterra, Gales y Escocia). OFREG (Irlanda del Norte)	National Grid Company; Scottish Power; Scottish&Southern Energy; Northern Ireland Electricity	Técnica	No
Suecia	Regulado	STEM	Svenska Kraftnät: 100% propiedad estatal	No	Ninguna

	Líneas de Distribución	Tarifas de Transporte	Apertura del Mercado	Umbrales	Licitación o Autorización	Separación del TSO	Separación de la Comercialización
Alemania	≤110 kV	Tarifa por punto de acceso	100%	Ninguno	Autorización	Gestión	Contable
Austria	≤110 kV	Publicado: www.e-control.at	100%	Ninguno	Autorización	Legal	Contable
Bélgica	En discusión	Publicado: www.cpte.be	42%	20 GWh/año	Autorización	Legal	
Dinamarca	<100 kV	Postage stamp	30%	Ahora: 1GWh/año en 2003: ninguno	Autorización	Legal	
España	<220 kV*	Postage stamp	53% 100% en 2003	Ahora: 1 kV en 2003 ninguno	Autorización Licitación para instalaciones de transporte	De propiedad	Legal
Finlandia	parte de 110 kV e inferiores	Postage stamp	100%	Ninguno	Autorización	De propiedad	Contable
Francia	<70 kV	Postage stamp	30%	16 GWh/año	Autorización Licitación para renovables	Gestión	
Grecia	≤150 kV		34%	Toda la Alta Tensión	Autorización Licitación para las islas	De propiedad	Contable
Irlanda	≤110 kV	Postage stamp	30%	4 GWh/año, no para renovables	Autorización	Legal	Contable
Italia	≤150 kV*	Postage stamp con corrección por distancia	35%	0,1 GWh/año	Autorización	De propiedad	Legal para ENEL
Luxemburgo	≤65 kV		40%	100 GWh/año	Autorización	Legal	
Países Bajos	<220 kV	Postage stamp y tarifa por punto de acceso	32%	2 MW	Autorización para Transporte y Distribución	Legal En un futuro: de propiedad	Legal
Portugal	≤150 kV	Postage stamp	30%	9 GWh/año	Autorización Licitación	Legal	
Reino Unido	≤132 kV	Pagos por conexión y pagos zonales por el uso del sistema	100%	Ninguno	Autorización	De propiedad	Legal
Suecia	<220 kV	Tarifa Nodal con diferenciación geográfica	100%	Ninguno	Autorización	De propiedad	Legal

(*) Italia: La separación entre líneas de transporte y líneas de distribución está hecha de acuerdo a su función. Parte de las líneas de 150 kV están incluidas en las redes de transporte.

(*) España: Excepto aquellas líneas con función de transporte, interconectores y las interconexiones con las islas.

Fuente: Implementation of the Internal Electricity Market Directive in the EU Member States. Eurelectric, Diciembre 2001.



MINISTERIO
DE ECONOMÍA

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41
<http://www.mineco.es>



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177.
Alcobendas. 28109 Madrid.
Tel.: 91 650 85 00. Fax: 91 650 45 42. <http://www.ree.es>